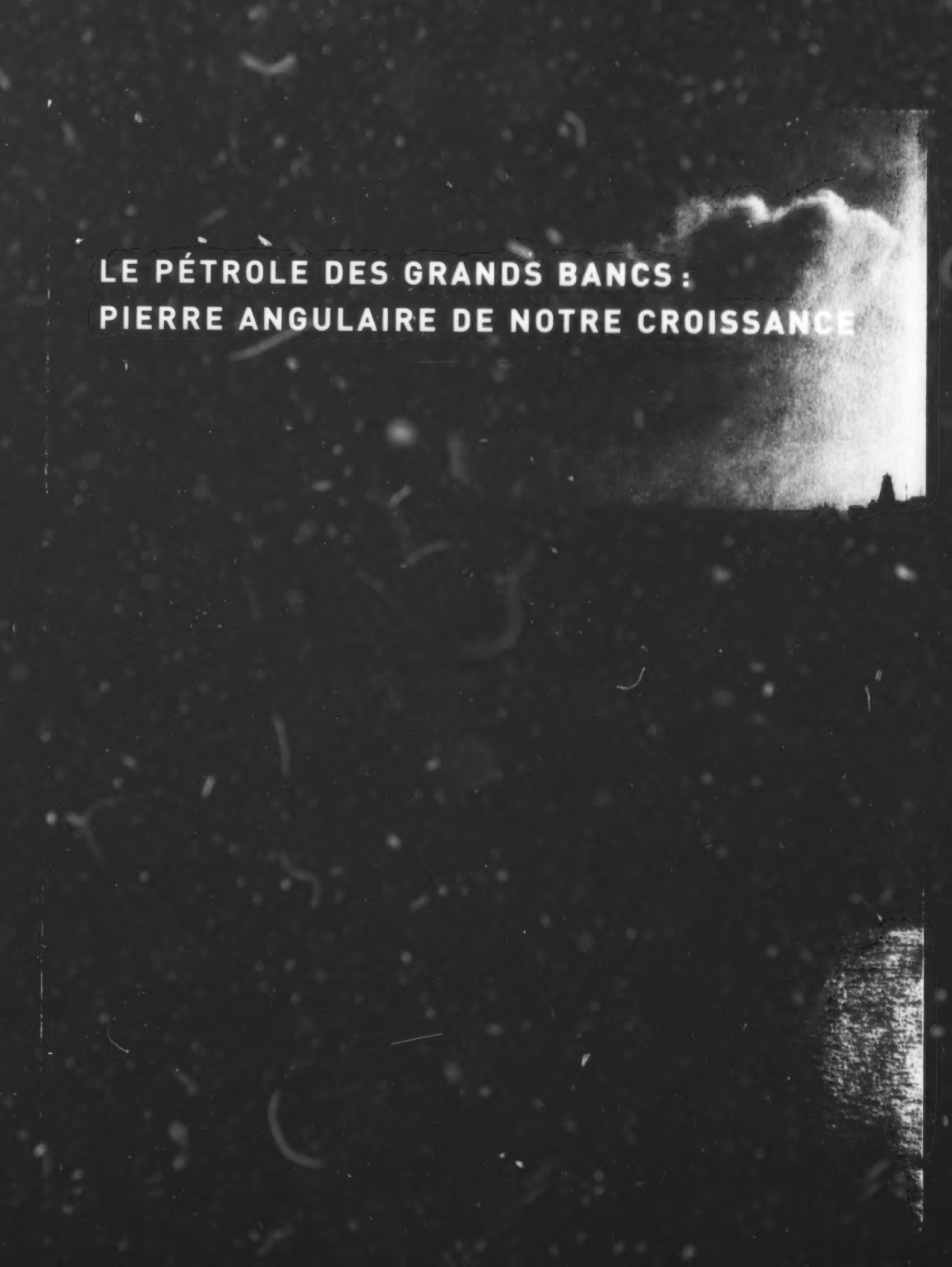
LE PÉTROLE DES GRANDS BANCS : PIERRE ANGULAIRE DE NOTRE CROISSANCE



COUP D'ŒIL SUR LES ACTIVITÉS PRINCIPALES

Petro-Canada est une importante société pétrolière et gazière et un chef de file de l'industrie pétrolière au Canada. Notre portefeuille d'activités porte à la fois sur le secteur d'amont et le secteur d'aval de l'industrie.

Description des activités

- Exploration, mise en valeur, production et commercialisation reliées au pétrole extracôtier
- Participation de 20 % dans le champ producteur Hibernia
- Participation de 29 % dans le projet de mise en valeur pétrolière Terra Nova
- Participations considérables dans d'autres découvertes importantes, y compris White Rose (17,5 %) et Hebron/Ben Nevis (23,9 %), ainsi que dans des périmètres d'exploration substantiels

Stratégie

- Établir une base durable de production de pétrole léger d'au moins 70 000 barils par jour d'ici 2005 et la soutenir grâce à la mise en valeur continue d'autres champs

Réalisations en 1999

- Production moyenne à Hibernia de 20 000 barils par jour revenant à Petro-Canada (30 000 barils par jour en novembre et en décembre)
- Révision des réserves finales d'Hibernia, qui s'établissent maintenant à 730 millions de barils, par rapport à 615 millions de barils
- Achèvement des « entonnoirs » sous-marins au champ Terra Nova, début du forage préparatoire et progrès de la construction du navire et de la superstructure
- Forage de cinq puits de délimitation, dont trois à White Rose et deux à Hebron/Ben Nevis
- Obtention de nouveaux périmètres d'exploration dans le bassin Flemish Pass

Plans pour 2000

- Porter la quote-part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada à 27 000 barils par jour
- Forer des puits additionnels à Hibernia, dont les premiers dans la formation Avalon
- Faire progresser Terra Nova en vue de sa mise en production
- Forer au moins quatre puits d'exploration ou de délimitation
- Entreprendre l'ingénierie et la conception en vue de la mise en valeur éventuelle de White Rose

Description des activités

- Participation de 12 % dans Syncrude, la plus importante entreprise de mise en valeur de sables pétrolifères du monde
- Participations directes de 25 % à 100 % dans plusieurs concessions de sables pétrolifères *in situ* importantes, y compris une participation directe de 100 % à MacKay River

Stratégie

- Participer à l'agrandissement des mines et des installations de valorisation de Syncrude de façon à porter notre quote-part de la production à plus de 50 000 barils par jour d'ici 2007

Réalisations en 1999

- Obtention d'une quote-part de 26 700 barils par jour de la production record de Syncrude
- Réduction des frais d'exploitation unitaires de Syncrude à 12,83 $ par baril
- Poursuite du forage et de l'évaluation des concessions de sables pétrolifères de MacKay River

Plans pour 2000

- Participer à l'agrandissement de Syncrude de façon à porter notre quote-part de la production à 30 000 barils par jour
- Participer activement à la mise en valeur des vastes ressources en sables pétrolifères du nord de l'Alberta
- Poursuivre l'évaluation des concessions de sables pétrolifères de MacKay River et faire progresser les plans de mise en valeur

Description des activités

- Exploration, production et commercialisation reliées au gaz naturel et aux liquides associés
- Un des plus importants producteurs dans l'ouest du Canada avec des ventes quotidiennes en 1999 de 719 millions de pieds cubes de gaz et de 11 700 barils de liquides de gaz naturel

Stratégie

- Soutenir de façon rentable les activités reliées au gaz naturel de l'ouest du Canada grâce à l'exploration et à la mise en valeur ciblées de nos zones principales, soit les avant-monts de l'Alberta, le centre-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique

Réalisations en 1999

- Stabilité des taux de production de gaz en dépit de ventes nettes et d'une diminution des dépenses en immobilisations
- Ajout de 277 milliards de pieds cubes de réserves de gaz prouvées grâce au forage, ce qui a permis de remplacer 106 % de la production de 1999
- Succès continu de nos activités d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta
- Poursuite de l'aliénation des propriétés pétrolières secondaires

Plans pour 2000

- Continuer de mettre l'accent sur la rentabilité des activités gazières
- Nous appuyer sur les récents succès dans les avant-monts de l'Alberta et intensifier l'exploration dans le nord-est de la Colombie-Britannique
- Mener à bien l'aliénation des propriétés pétrolières secondaires

Description des activités

- Transformation du pétrole brut en produits raffinés dont l'essence, le carburant diesel, le carburéacteur et le bitume
- Capacité de raffinage correspondant à 18 % de celle du Canada pour les marchés intérieurs
- Commercialisation de produits pétroliers raffinés et de services par l'entremise d'un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros
- Deuxième distributeur au Canada avec une part de 17 % du marché des produits raffinés
- Fabrication et commercialisation de lubrifiants spéciaux de grande qualité

Stratégie

- Générer des rendements et une croissance supérieurs en nous appuyant sur nos points forts dans les marchés à créneaux pour le raffinage, en devenant la marque de choix des consommateurs canadiens et en maximisant les ventes de produits spéciaux à marge élevée

Réalisations en 1999

- Utilisation des unités de brut des raffineries portée à 100 % par rapport à 95 % en 1998
- Ventes de 1,4 milliard de litres de bitume, égalant le record établi en 1998
- Augmentation de 4,4 % des ventes totales de produits pétroliers, surpassant la croissance de 1,3 % de la demande sur le marché
- Obtention d'un débit moyen par établissement de ventes au détail de 3,6 millions de litres, le plus élevé parmi l'ensemble des réseaux des pétrolières intégrées nationales
- Accroissement de 8,0 % des ventes totales de lubrifiants, qui ont atteint 725 millions de litres

Plans pour 2000

- Maintenir l'utilisation élevée et améliorer l'accent sur la sécurité, la fiabilité et l'efficience des opérations dans les installations
- Positionner les raffineries de façon à assurer le respect des futurs règlements environnementaux, en particulier ceux relatifs à la reformulation des carburants
- Accroître davantage le débit par établissement de ventes au détail et les revenus non pétroliers
- Accroître davantage les ventes de lubrifiants à marge élevée grâce à l'entente de distribution nord-américaine avec Witco Corp.

PETRO-CANADA OFFRE AUX INVESTISSEURS LE MEILLEUR MOYEN DE TIRER PARTI DE LA MISE EN VALEUR DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES AU LARGE DE TERRE-NEUVE.

GRÂCE À L'INTENSIFICATION DE NOS ACTIVITÉS RELIÉES AU PÉTROLE DES GRANDS BANCS, À NOS POSSIBILITÉS QUANT AUX SABLES PÉTROLIFÈRES ET À NOTRE FORCE DANS LES DOMAINES DU GAZ NATUREL, DU RAFFINAGE, DE LA COMMERCIALISATION ET DES LUBRIFIANTS, NOUS SOMMES PRÊTS À PROFITER D'UNE CROISSANCE RENTABLE AU COURS DE LA PROCHAINE DÉCENNIE.

PAGE À DÉPLIER →

LE *BURIN SEA* EMPRUNTE LE PASSAGE DU PORT DE ST. JOHN'S EN ROUTE VERS LA MER LIBRE, TRANSPORTANT DU MATÉRIEL ET DES FOURNITURES DE FORAGE DESTINÉS AU CHAMP PÉTROLIFÈRE TERRA NOVA

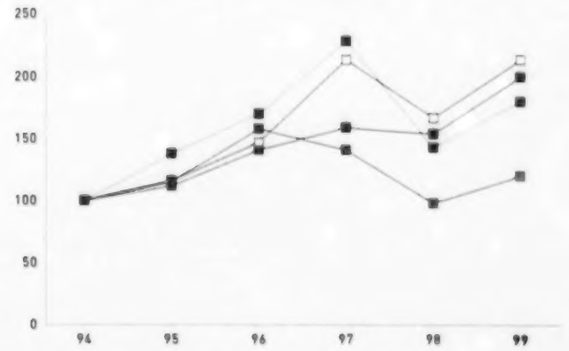
POINTS SAILLANTS

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	1999	1998	1997
RÉSULTATS FINANCIERS			
Bénéfice d'exploitation (en 1998, avant les frais de restructuration)	**236**	130	314
Bénéfice net	**233**	95	306
Rentrées nettes[1]	**964**	830	1 263
Par action ordinaire (en dollars)			
Bénéfice d'exploitation (en 1998, avant les frais de restructuration)	**0,87**	0,48	1,16
Bénéfice net	**0,86**	0,35	1,13
Rentrées nettes	**3,55**	3,06	4,66
Dividendes	**0,34**	0,32	0,26
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 021**	1 116	1 049
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**5,6**	3,0	6,8
Rendement en rentrées nettes du capital utilisé (en pourcentage)	**18,6**	16,3	24,5
Dette	**1 711**	1 829	1 741
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**29,5**	31,7	30,7
Ratio de la dette aux rentrées nettes (fois)	**1,8**	2,2	1,4
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 1998, avant les frais de restructuration)	**5,6**	3,6	6,9
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nette avant redevances (en milliers de barils par jour)	**95,3**	101,1	95,1
Production de gaz naturel, nette avant redevances, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes par jour)	**719**	722	760
Réserves prouvées de pétrole et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nettes avant redevances (en millions de barils)	**476**	476	432
Réserves prouvées de gaz naturel, nettes avant redevances (en billions de pieds cubes)	**2,5**	2,5	2,5
Ventes de produits pétroliers raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)	**51,2**	49,1	48,5
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries[2] (en pourcentage)	**100**	95	103

1 Rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.
2 La capacité nominale quotidienne totale des raffineries est passée de 45,4 milliers de mètres cubes par jour à 49,0 milliers de mètres cubes par jour par suite d'une réévaluation au quatrième trimestre de 1998.

ÉVOLUTION DU COURS DES ACTIONS SUR CINQ ANS

En 1999, les actions de Petro-Canada se sont appréciées de 25,8 %.



(Le 31 décembre 1994 = 100)
Variations du cours de clôture annuel des actions ordinaires de Petro-Canada par rapport à l'indice composé de la bourse de Toronto (TSE 300), au sous-indice des pétrolières intégrées et au sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers.

- Petro-Canada
- Indice TSE 300
- Sous-indice des pétrolières intégrées
- Sous-indice des producteurs pétroliers et gaziers

À NOS ACTIONNAIRES

Petro-Canada a obtenu des résultats nettement améliorés en 1999, surtout en raison des prix plus élevés des marchandises.

Grâce à des rentrées nettes robustes venant appuyer notre solide situation financière, nous investirons 1,2 milliard $ en 2000 pour renforcer nos activités principales et faire progresser nos occasions de croissance. En même temps, nous nous emploierons à améliorer la compétitivité de nos coûts ainsi que la fiabilité et le rendement financier de notre exploitation.

La confiance des actionnaires dans notre Société n'a pas encore été récompensée de façon appropriée. L'industrie dans son ensemble n'a pas la faveur des investisseurs sur le marché des actions, en dépit des prix des marchandises à la hausse. Cependant, nous devons aussi reconnaître que Petro-Canada n'a pas toujours réalisé le plein potentiel de son remarquable portefeuille d'éléments d'actif et d'occasions afin de créer de la valeur pour les investisseurs.

Petro-Canada entend tenir son engagement et réaliser ce potentiel, grâce à un effort discipliné pour améliorer le rendement et à une démarche d'investissement ciblée pour assurer une croissance rentable.

Amélioration de la conjoncture

Grâce à une hausse spectaculaire des prix du pétrole et à des prix du gaz naturel plus vigoureux, l'industrie pétrolière évoluait dans un contexte nettement amélioré à la fin de 1999. Les prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate sont passés d'un niveau plancher de 11,37 $ US en février à 27,07 $ US en novembre. La hausse des prix a été le principal facteur ayant permis à notre Secteur d'amont d'enregistrer un bénéfice d'exploitation record de 243 millions $, contre 29 millions $ en 1998.

Les prix accrus des marchandises ont eu l'effet contraire dans le Secteur d'aval, faisant monter les coûts des charges d'alimentation et des combustibles. Les efforts pour récupérer les coûts plus élevés ont été mal accueillis sur le marché, d'autant plus que ces coûts – et en conséquence le prix à la pompe – ont continué d'augmenter au cours de l'année. Des efforts de commercialisation fructueux ont fait monter les volumes de ventes. Cependant, des marges de raffinage faibles par rapport aux moyennes historiques et des écarts de prix moindres dans le cas des charges d'alimentation lourdes ont contribué à réduire le bénéfice. Notre Secteur d'aval a affiché un bénéfice d'exploitation de 115 millions $, en baisse par rapport à 204 millions $ pour l'exercice précédent.

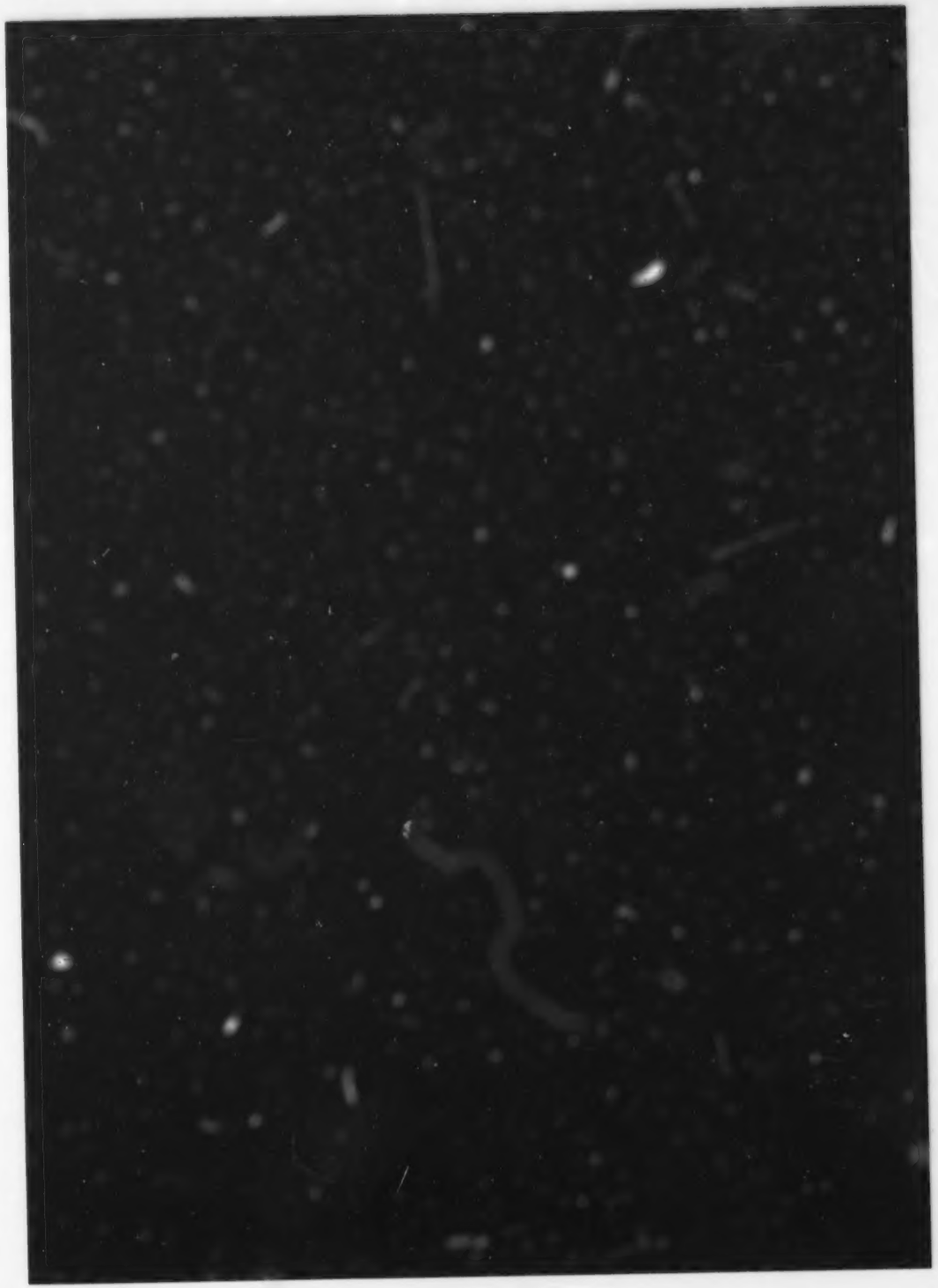
De façon globale, les prix élevés du pétrole et du gaz et l'amélioration des ventes et de la combinaison de produits ont concouru à l'obtention d'un bénéfice net de 233 millions en 1999, en hausse par rapport à 95 millions $ en 1998. Les rentrées nettes se sont chiffrées à 964 millions $, en hausse par rapport à 830 millions $ pour l'exercice précédent.

Compte tenu de notre solide situation financière, de nos rentrées nettes plus élevées et du besoin de nos actionnaires d'obtenir des rendements améliorés, le Conseil d'administration a approuvé une augmentation de 25 % du dividende sur nos actions au quatrième trimestre.

Faits saillants de l'exploitation en 1999

Petro-Canada a continué de renforcer et d'accroître ses activités principales portant sur le pétrole des Grands Bancs, les sables pétrolifères, le gaz naturel et le raffinage et la commercialisation au cours de 1999.

À la fin de l'exercice, le champ pétrolifère Hibernia produisait 150 000 barils par jour, dont 30 000 revenant à Petro-Canada. Durant la première partie de l'exercice, la production a été limitée par des difficultés de démarrage ayant touché les compresseurs de gaz de la plate-forme, mis en service en janvier. Lorsque l'injection de gaz n'est pas disponible, la production de pétrole doit être restreinte et la production de Petro-Canada pour l'exercice a été inférieure à la moyenne prévue, se



Ron Brenneman a été nommé président et chef de la direction le 10 janvier 2000. Il est Canadien et a mené une carrière de 31 ans auprès d'une importante société pétrolière canadienne et internationale. Il fera bénéficier Petro-Canada de sa vision globale et de sa vaste expérience du leadership dans les secteurs d'amont et d'aval ainsi que des services généraux.

chiffrant à 20 000 barils par jour. Cependant, la performance du gisement a été excellente, ce qui nous a incités à hausser de 19 % nos estimations des réserves finales d'Hibernia, qui s'établissent maintenant à 730 millions de barils (dont 146 millions de barils revenant à Petro-Canada).

Les préparatifs se sont poursuivis en vue de la mise en production de Terra Nova, maintenant prévue d'ici le deuxième trimestre de 2001. Les « entonnoirs » servant à protéger les têtes de puits sous-marines ont été achevés, le forage des puits de production a débuté en juillet et la construction du navire de production tire à sa fin. Le forage extracôtier en 1999 a inclus des puits de délimitation encourageants à White Rose et à Hebron/Ben Nevis.

Dans l'ouest du Canada, nous avons remplacé plus que la totalité de notre production de gaz naturel grâce à de nouvelles réserves découvertes par forage et avons maintenu les volumes de production en dépit de la vente de certains éléments d'actif. En particulier, nos activités à Wildcat Hills/Benjamin Creek ont continué d'ajouter des réserves et une production substantielles.

Dans le Secteur d'aval, Petro-Canada a continué d'améliorer sa position sur le marché. Les volumes de ventes de produits raffinés ont augmenté de 4,4 %, dépassant la croissance du marché qui a été de 1,3 %.

En mai, nous avons lancé de nouveaux mélanges d'essence propres contenant notre additif de contrôle des dépôts TACTROL. L'essence SuperNet, les Essences d'hiver et d'autres produits spécialement adaptés aux conditions de conduite canadiennes ont été très bien reçus sur le marché. Notre programme de fidélisation Petro-Points a continué de croître et comptait des membres dans 4,3 millions de foyers à la fin de l'exercice. Le débit par établissement de ventes au détail a augmenté davantage avec la poursuite de l'aménagement d'établissements efficients conformes à notre nouvelle image.

Une approche disciplinée axée sur le rendement

Le rendement et la rentabilité de la Société dans son ensemble seront des questions prioritaires pour la direction dans l'immédiat. Les employés ont amélioré plusieurs facteurs contrôlables en 1999. Les prix obtenus et les frais d'exploitation se sont améliorés pour le gaz naturel, tout comme les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires ainsi que la contribution tirée des produits et services non pétroliers dans le Secteur d'aval. Les frais d'exploitation d'Hibernia et de Syncrude ont diminué et d'autres réductions sont prévues en 2000 et au cours des exercices subséquents.

Ces gains constituent un bon début, mais les résultats et les prévisions globales de Petro-Canada sur le plan des coûts ne sont pas ce qu'ils devraient être. Nous entreprenons au début du présent exercice une analyse détaillée de la structure de coûts de la Société afin de déterminer des possibilités d'amélioration. Nous visons des résultats du premier quartile dans chacun de nos secteurs d'activité.

La fiabilité sera également une préoccupation de premier plan en 2000 et par la suite. L'amélioration de la fiabilité de l'exploitation grâce à la réduction des arrêts imprévus constitue la façon la plus efficace d'accroître nos volumes. Nous croyons que la production d'Hibernia sera plus fiable maintenant que les opérations se stabilisent et nous continuons de mettre l'accent sur la fiabilité des activités du Secteur d'amont dans l'ouest du Canada. Bien que notre Secteur d'aval ait affiché une utilisation de 100 % de sa capacité de traitement de brut en 1999, la fiabilité des unités de transformation qui ajoutent de la valeur n'a pas été aussi excellente. L'amélioration de la fiabilité se traduira par des gains directs sur le plan de la rentabilité.

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Jim Stanford
Président du Conseil d'administration

Accent stratégique

La Société dispose d'éléments d'actif diversifiés dans ses secteurs d'activité principaux. Nous examinerons attentivement la rentabilité et les possibilités de ces éléments d'actif afin de nous assurer que chacun d'eux contribue à notre résultat net global. Petro-Canada dispose également d'occasions futures extraordinaires et de la vigueur financière pour les exploiter. Nous mettrons l'accent sur les occasions qui misent sur nos points forts et sur celles où notre position et nos capacités nous procurent un avantage concurrentiel.

De nombreuses occasions dans le Secteur d'amont ont déjà été ciblées. Les réserves prouvées ne sont comptabilisées qu'une fois le forage de mise en valeur bien amorcé. Cependant, les réserves probables et possibles totales à notre disposition pour la mise en valeur dans les Grands Bancs, dans les sables pétrolifères, dans l'ouest du Canada et à l'échelle internationale se chiffrent à plus d'un milliard et demi de barils, soit plus du double des réserves prouvées figurant dans nos livres.

Le pétrole des Grands Bancs est la pierre angulaire de notre stratégie de croissance. Nous prévoyons que la production quotidienne d'Hibernia s'établira en moyenne à 135 000 barils en 2000 et qu'elle approchera de niveaux stabilisés de 160 000 barils (dont 32 000 barils revenant à Petro-Canada) en 2001. Terra Nova sera mis en service en 2001 et la production à la fin de l'exercice devrait atteindre près de 130 000 barils par jour (dont 37 000 barils revenant à Petro-Canada). Nous avons bon espoir que la poursuite du forage et de l'évaluation économique de White Rose et de Hebron/Ben Nevis confirmera leur attrait comme projets autonomes d'envergure.

Petro-Canada a des participations dans chacune des découvertes de pétrole importantes faites jusqu'à maintenant dans les Grands Bancs. Jusqu'ici, le forage a été concentré dans le bassin Jeanne d'Arc, qui n'est qu'un des bassins potentiels au large de Terre-Neuve. En 2000, nous entreprendrons l'exploration du bassin Flemish Pass, bassin en eau plus profonde faiblement exploré et accessible grâce à la technologie de production actuelle. Nous forerons également de nouvelles zones d'intérêt dans le bassin Jeanne d'Arc.

La croissance proviendra également de nos autres activités principales. Notre accent sur le gaz naturel et les sables pétrolifères dans l'ouest du Canada se précise, avec l'aliénation de la plupart de nos propriétés pétrolières classiques restantes et de notre unité des liquides de gaz naturel au début de 2000. Les dépenses en immobilisations affectées à nos activités classiques de l'ouest du Canada augmenteront de 40 % pour se chiffrer à près de 400 millions $ en 2000, surtout pour l'exploration et la mise en valeur reliées au gaz des avant-monts de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.

Nous élargissons nos horizons en vue de réaliser des ajouts futurs de ressources. Des travaux sismiques ont été entrepris au début de 2000 sur d'importantes propriétés acquises en 1999 dans le delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, et débuteront cet été sur la plate-forme Scotian, au large de la Nouvelle-Écosse. Dans les deux cas, il s'agit de zones d'exploration à risque plus élevé et à plus long terme présentant un bon potentiel. Il faudra d'autres travaux d'exploration fructueux dans le delta du Mackenzie afin de localiser les réserves minimales nécessaires à la construction d'un pipeline qui relierait la région au réseau nord-américain. Puisque les périmètres de la plate-forme Scotian sont à proximité du projet extracôtier de l'île de Sable, mis en service en 1999, l'infrastructure donnant accès au marché américain est déjà en place.

Dans le domaine des sables pétrolifères, l'agrandissement de Syncrude portera notre quote-part de la production de 30 000 barils par jour en 2000 à plus de 50 000 barils par jour d'ici 2007. Nous évaluons activement une occasion *in situ* dans les attrayantes concessions de Petro-Canada à MacKay River, qui pourrait fournir une production initiale de 22 000 barils par jour ou plus.

Nous exploiterons ces occasions dans le Secteur d'amont – et d'autres que nous pourrions cibler au-delà de notre portefeuille actuel – en adoptant une approche mesurée, c'est-à-dire en prenant des risques appropriés tout en visant des rendements supérieurs au coût du capital, quel que soit le projet de développement que nous entreprenons.

Dans le Secteur d'aval, nous continuerons de tirer parti de la force de notre marque et de notre excellent réseau de raffinage et nous mettrons en œuvre des plans pour réaliser le potentiel de notre unité des Lubrifiants. Un important défi au cours des prochaines années sera de préserver notre position concurrentielle et d'améliorer notre structure de coûts tout en trouvant la façon la plus économique de faire les investissements nécessaires pour respecter la nouvelle réglementation sur les carburants.

RÉSERVES TOTALES

Nos importantes réserves procurent une base solide pour la croissance future.

■ Réserves prouvées
(en millions de barils équivalent pétrole)

□ Réserves probables et possibles
(en millions de barils équivalent pétrole)

Notre deuxième quart de siècle

En terminant, nous aimerions souligner l'importante contribution de Tom Kierans durant ses quatre années comme président du Conseil d'administration. M. Kierans a quitté la présidence en janvier 2000 mais demeure administrateur. Nous remercions également Gerry Maier, administrateur d'avril 1995 à janvier 2000, pour l'expérience et la sagesse dont il a fait bénéficier Petro-Canada. Par ailleurs, Wesley Twiss a pris sa retraite en janvier 2000 et cessé d'occuper le poste de vice-président directeur et chef des finances. Nous remercions M. Twiss pour ses 16 années de service et nous accueillons Harry Roberts, notre nouveau vice-président principal et chef des finances, au sein de l'Équipe de leadership de la haute direction. M. Roberts s'est joint à Petro-Canada en 1989 après 15 années dans les secteurs pétrolier et financier et il occupait jusqu'à récemment le poste de vice-président, Finances et planification, et trésorier.

Petro-Canada débute son deuxième quart de siècle en 2000. Nous sommes encouragés par le retour à des données fondamentales plus positives dans notre contexte commercial et enthousiasmés au plus haut point par les occasions extraordinaires qui s'offrent à Petro-Canada. Au moment où nos employés compétents et dévoués célèbrent notre 25e anniversaire, nous réitérons notre engagement à concrétiser notre mission de créer de la valeur pour les actionnaires et des occasions pour notre Société au cours des années à venir.

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Jim Stanford
Président du Conseil d'administration

J'ai eu le privilège d'agir comme président du Conseil d'administration de 1996 à janvier 2000, où j'ai laissé ma place à Jim Stanford, en reconnaissance de l'excellent travail qu'il a accompli comme président et chef de la direction depuis 1993.

Il y a environ un an, M. Stanford a exprimé le désir de prendre sa retraite et le Conseil d'administration a entrepris de lui trouver un successeur. Je suis très heureux que nous ayons pu recruter une personne aux qualifications aussi extraordinaires que Ron Brenneman, qui est devenu président et chef de la direction le 10 janvier 2000. Au cours de sa carrière de 31 ans, il a occupé des rôles de direction dans les secteurs d'amont et d'aval ainsi qu'au sein des services généraux et a acquis une expérience à la fois variée et approfondie. Ayant travaillé à l'étranger et au Canada pour l'une des plus importantes sociétés pétrolières du monde, il apporte à Petro-Canada une perspective plus globale et un riche bagage de connaissances.

Au nom du Conseil d'administration, j'aimerais féliciter et remercier Jim Stanford pour son immense contribution comme président et chef de la direction de Petro-Canada. Ayant joint les rangs de Petro-Canada en 1978, il a pris la barre en janvier 1993 et orchestré un revirement financier spectaculaire. Il a établi une orientation stratégique claire et a ainsi permis à Petro-Canada de gagner le respect du monde des affaires. Grâce à son engagement à investir dans la collectivité et à établir des normes élevées en matière de responsabilité, Petro-Canada est parvenue à se tailler une place de choix au sein de la société canadienne.

Tom Kierans
Administrateur
Président du Conseil d'administration (d'avril 1996 à janvier 2000)

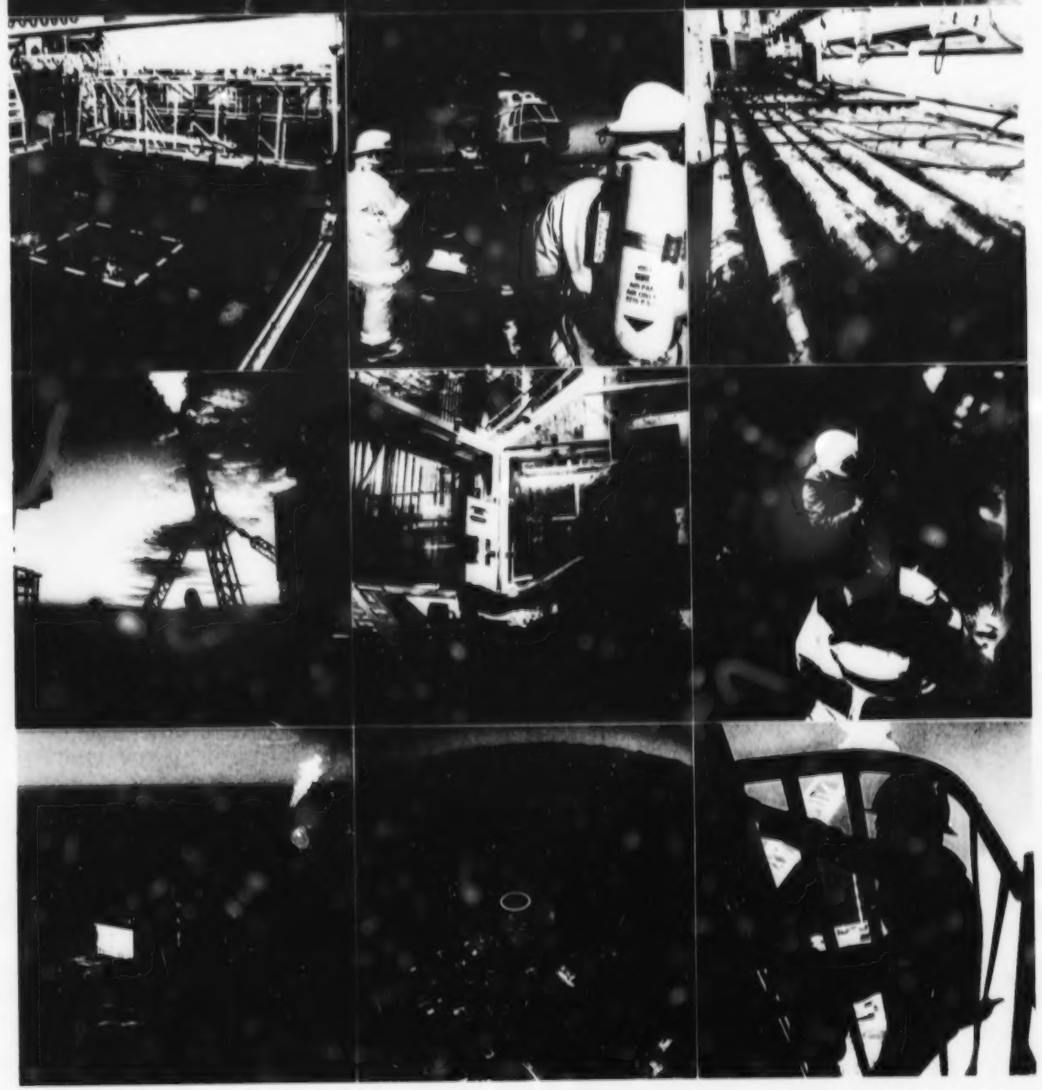
NOUS PRÉVOYONS TIRER UNE PRODUCTION QUI POURRAIT ATTEINDRE 100 000 BARILS DE PÉTROLE PAR JOUR DE LA RÉGION EXTRACÔTIÈRE DE TERRE-NEUVE D'ICI 2005.

Dans le port de St. John's, le *Burin Sea* s'apprête à appareiller pour un autre voyage visant à soutenir les activités de forage au champ Terra Nova, situé à 350 kilomètres. Six puits seront forés cette année et la mise en production est prévue d'ici le troisième trimestre de 2001.

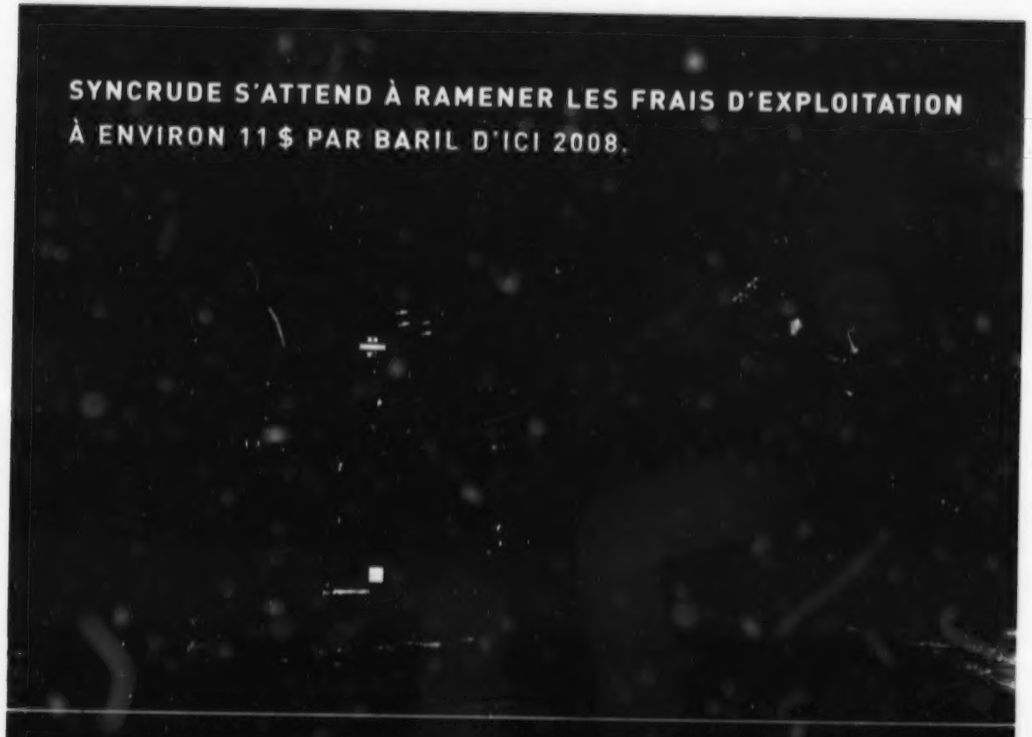
D'ICI LA FIN DE 2001, NOTRE QUOTE-PART DU PÉTROLE D'HIBERNIA ET DE TERRA NOVA DEVRAIT S'ÉLEVER À PRÈS DE 70 000 BARILS PAR JOUR.

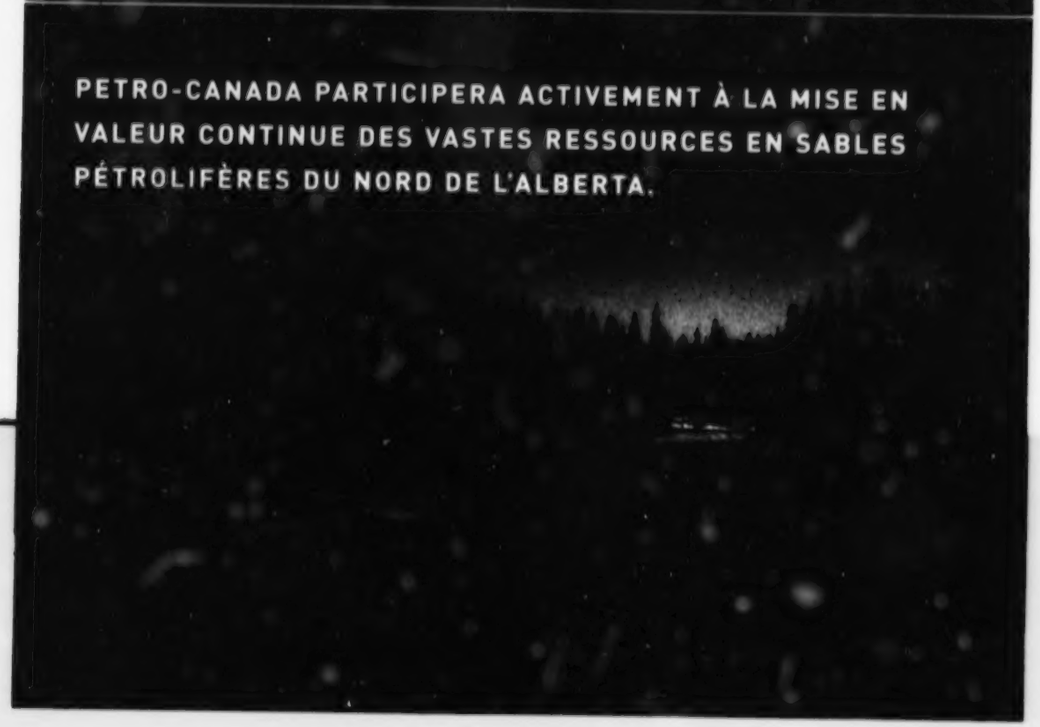
Le navire de production et de stockage de Terra Nova — dont la construction s'achève en Corée du Sud — pourra traiter 140 000 barils de pétrole par jour, stocker 961 000 barils et loger jusqu'à 80 travailleurs.

GRÂCE À DES PARTICIPATIONS DANS CHAQUE DÉCOUVERTE IMPORTANTE DANS LES GRANDS BANCS — ET À L'AJOUT DE PÉRIMÈTRES AU COURS DE CHACUN DES QUATRE DERNIERS EXERCICES — NOUS TRAVAILLONS À DÉTERMINER ET À DÉVELOPPER LES MEILLEURES POSSIBILITÉS EXTRACÔTIÈRES.

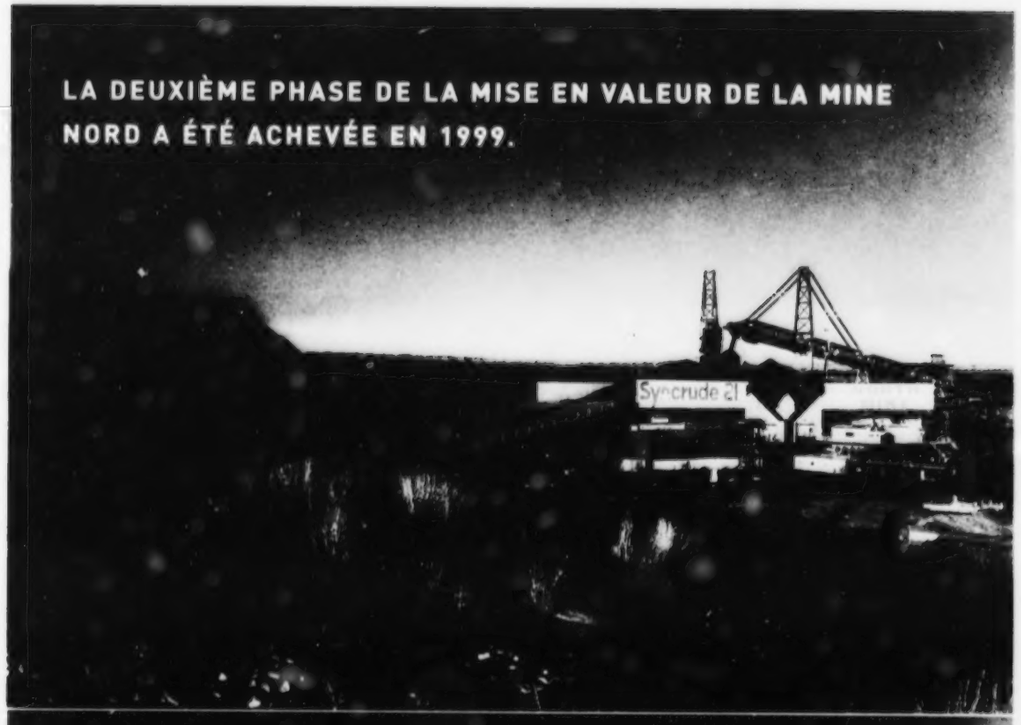


L'AGRANDISSEMENT DE SYNCRUDE
PORTERA NOTRE QUOTE-PART
DU PÉTROLE SYNTHÉTIQUE DE
26 700 BARILS PAR JOUR À PLUS DE
50 000 BARILS PAR JOUR D'ICI 2007.



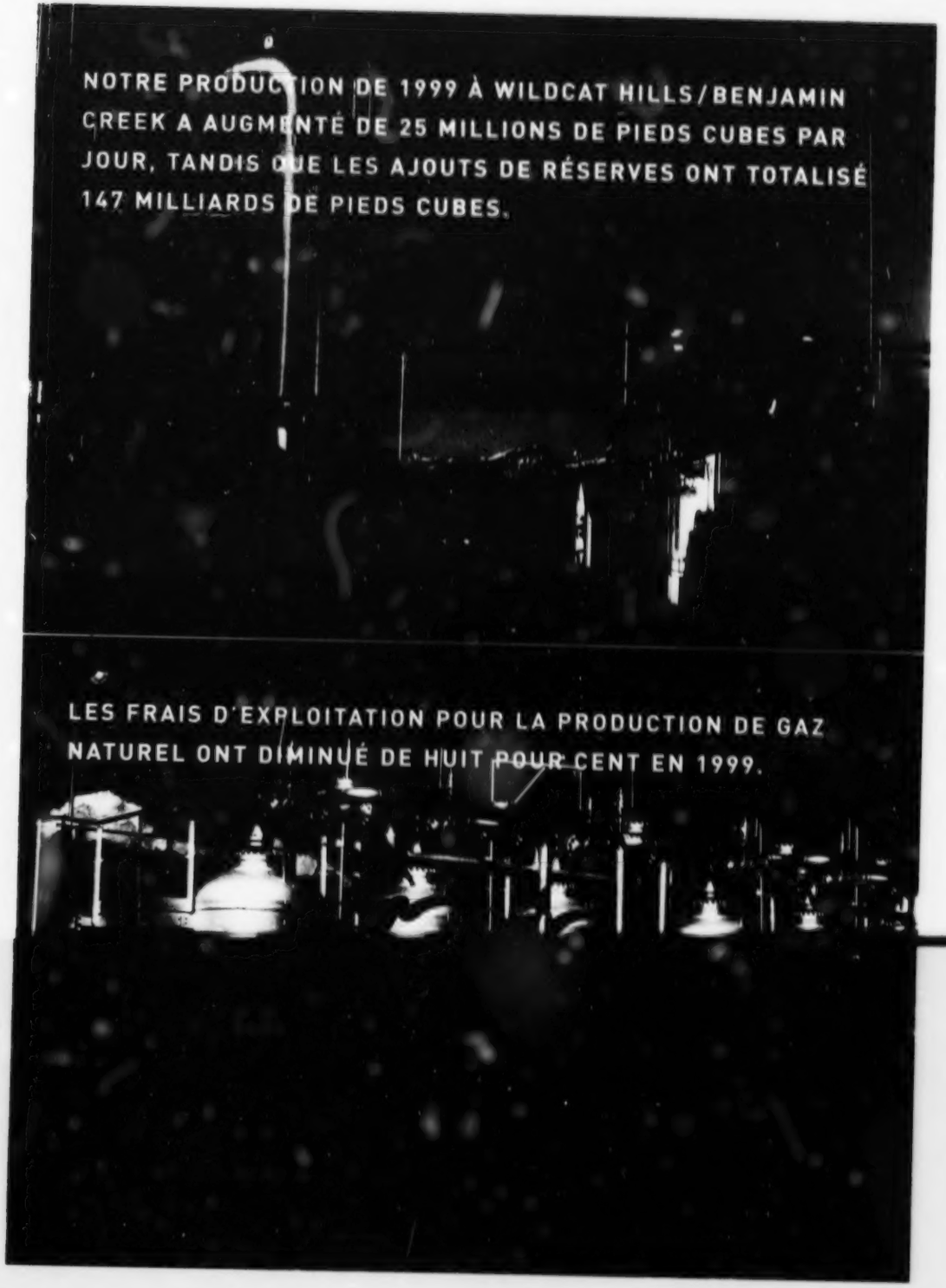


Les pelles hydrauliques (photo du haut) ramassent plus de bitume par pelletée, ce qui fait gagner du temps, économise l'énergie et réduit les coûts; la production *in situ* à MacKay River (photo du bas) pourrait initialement être d'au moins 22 000 barils.



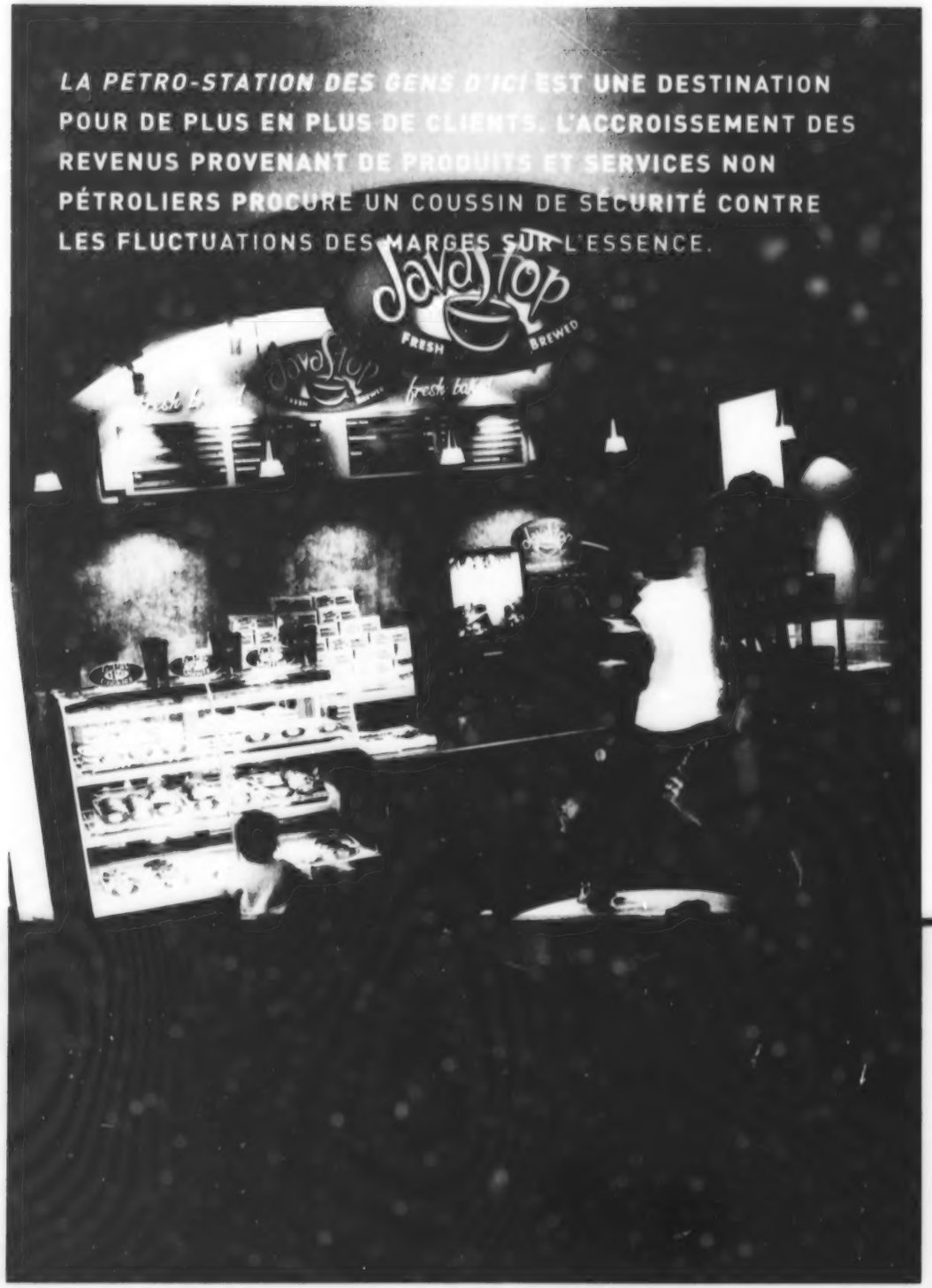
NOUS NOUS APPUYONS SUR NOTRE SUCCÈS DANS LES AVANT-MONTS DE L'ALBERTA ET LE NORD-EST DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE.

Dans la région de Wildcat Hills/Benjamin Creek, Petro-Canada a tiré 30 puits de gaz fructueux consécutifs au cours des [illegible] exercices, dont 10 en 1999.



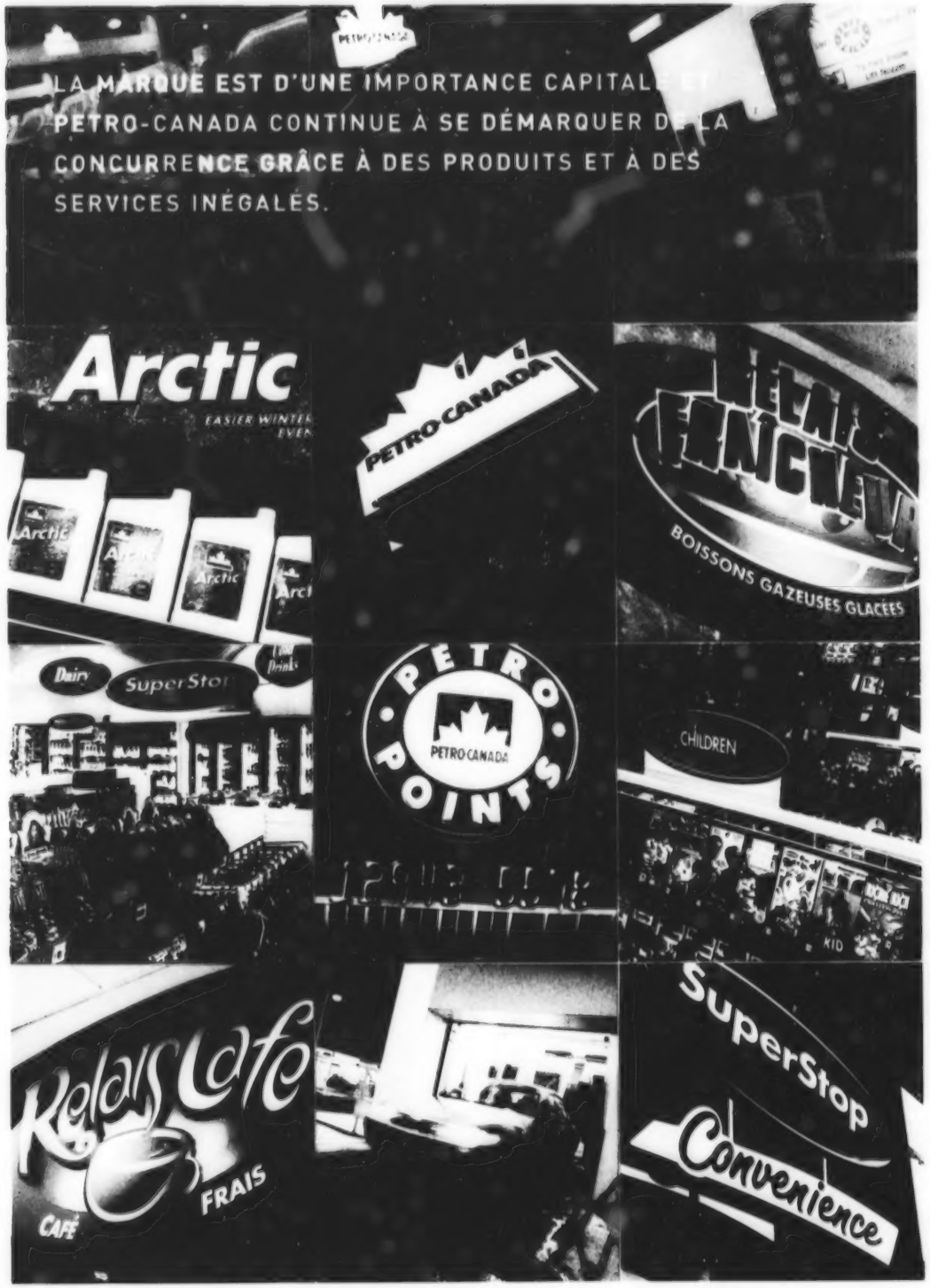
Pour traiter des volumes croissants de gaz, nous avons rempli notre usine à gaz de Wildcat Hills (photos du haut et du bas) à capacité et construit des pipelines vers des usines avoisinantes.

LA PETRO-STATION DES GENS D'ICI EST UNE DESTINATION POUR DE PLUS EN PLUS DE CLIENTS. L'ACCROISSEMENT DES REVENUS PROVENANT DE PRODUITS ET SERVICES NON PÉTROLIERS PROCURE UN COUSSIN DE SÉCURITÉ CONTRE LES FLUCTUATIONS DES MARGES SUR L'ESSENCE.



Faire le plein prend une toute nouvelle signification à un établissement conforme à notre nouvelle image à Scarborough, en Ontario, où les membres d'une famille savourent notre café RelaisCafé et des pâtisseries cuites sur place. De nouvelles marques ont aidé Petro-Canada à accroître ses revenus dans certaines catégories non pétrolières clés.

LA MARQUE EST D'UNE IMPORTANCE CAPITALE ET PETRO-CANADA CONTINUE À SE DÉMARQUER DE LA CONCURRENCE GRÂCE À DES PRODUITS ET À DES SERVICES INÉGALÉS.



25 Avant-propos

25 Résultats d'exploitation

25 Conjoncture en 1999 et perspectives pour 2000
29 Synthèse des résultats financiers
30 Revue du Secteur d'amont
30 Résultats de 1999 du Secteur d'amont
34 Perspectives du Secteur d'amont
36 Revue du Secteur d'aval
36 Résultats de 1999 du Secteur d'aval
38 Perspectives du Secteur d'aval
39 Résultats des Services partagés

40 Liquidités et sources de financement

40 Activités d'exploitation
40 Activités d'investissement
42 Activités de financement et dividendes

43 Gestion des risques

44 Responsabilité à titre de société

47 Responsabilité de la direction à l'égard des états financiers
47 Comité de vérification du Conseil d'administration
47 Rapport des vérificateurs
48 États financiers
65 Renseignements supplémentaires
68 Sommaire des résultats financiers et d'exploitation des cinq derniers exercices
70 Données financières et information boursière trimestrielles
71 Renseignements à l'intention des investisseurs
72 Équipe de leadership de la haute direction et Conseil d'administration

Termes

BARIL EQUIVALENT PETROLE : La production de gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection) est convertie selon un facteur de 10 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

BENEFICE D'EXPLOITATION : Bénéfice avant les gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif.

CAPITAL UTILISE : Total de l'avoir des actionnaires et de la dette, moins la perte de change connexe.

DETTE : Dette à long terme, incluant la tranche échéant à moins d'un an.

FRAIS D'EXPLOITATION : Dépenses de production, de raffinage et de commercialisation.

FRAIS INDIRECTS : Frais généraux et administratifs.

RENTREES NETTES : Rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

Ratios

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISE : Bénéfice net plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice net en fonction de l'actif.

RENDEMENT D'EXPLOITATION DU CAPITAL UTILISE : Bénéfice d'exploitation plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice d'exploitation en fonction de l'actif.

RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES : Bénéfice net divisé par l'avoir des actionnaires moyen. Mesure le rendement obtenu par les actionnaires sur leur placement dans la Société.

RENDEMENT EN RENTREES NETTES DU CAPITAL UTILISE : Rentrées nettes plus les intérêts débiteurs après impôts, divisées par le capital utilisé moyen. Mesure les rentrées nettes en fonction de l'actif.

RATIO DE LIQUIDITE GENERALE : Actif à court terme divisé par le passif à court terme. Traduit la liquidité à court terme de la Société et sa capacité d'acquitter les dettes à court terme.

COUVERTURE DES INTERETS : Mesure la capacité de la Société de couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

En fonction du bénéfice : Bénéfice avant les intérêts débiteurs et la provision pour impôts sur le revenu, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction du BAIIADE : Bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts sur le revenu, l'amortissement, la déplétion et les dépenses d'exploration, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction des rentrées nettes : Rentrées nettes avant les intérêts débiteurs et les impôts sur le revenu exigibles, divisées par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

RATIO DE LA DETTE AUX RENTREES NETTES : Dette divisée par les rentrées nettes. Indique la capacité de la Société d'acquitter l'encours de sa dette.

RATIO DE LA DETTE À LA DETTE PLUS L'AVOIR DES ACTIONNAIRES : Dette divisée par la dette plus l'avoir des actionnaires. Indique la valeur relative de la dette dans la structure du capital de la Société. Mesure la vigueur financière.

Facteurs de conversion

Afin de nous conformer à l'usage, nous utilisons dans ce rapport les unités du système impérial pour décrire les activités d'exploration et de production, et les unités métriques pour décrire les activités de raffinage et de commercialisation. À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens.

1 mètre cube (liquides) = 6,29 barils
1 mètre cube (gaz naturel) = 35,31 pieds cubes
1 litre = 0,22 gallon impérial
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 1 000 litres

Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation

Avant-propos

Cette analyse par la direction présente les résultats des activités de 1999 et examine les perspectives de l'entreprise pour 2000 et les exercices subséquents. Le texte est accompagné de graphiques illustrant nos *générateurs de valeur*, que nous considérons comme des indicateurs clés du rendement dans chaque secteur de l'entreprise.

Petro-Canada adhère aux principes de la gestion axée sur la valeur, qui consiste à évaluer le potentiel de création de valeur des activités actuelles et des nouvelles occasions. Nous évaluons régulièrement le rendement de tous les éléments d'actif de la Société et nous aliénons ou acquérons des éléments d'actif lorsque nous croyons pouvoir améliorer la capacité de création de valeur du portefeuille d'activités.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Conjoncture en 1999 et perspectives pour 2000

Les résultats financiers de Petro-Canada sont largement influencés par certains facteurs reliés au contexte commercial externe, notamment les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les marges sur les produits raffinés, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et la demande de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés.

Conjoncture en 1999

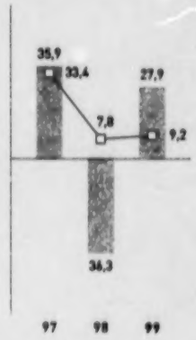
Les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont une incidence considérable sur les résultats financiers des entreprises du secteur pétrolier et gazier. Alors que le prix du gaz naturel influe surtout sur les résultats dans le secteur d'amont, le prix du pétrole brut a une incidence importante à la fois dans le secteur d'amont et le secteur d'aval, habituellement en sens contraire. Un prix du brut élevé bénéficie aux producteurs d'amont, mais se répercute négativement sur les activités d'aval en raison des coûts accrus des charges d'alimentation utilisées par les raffineries.

Le prix du pétrole brut a augmenté de façon spectaculaire au cours de 1999. Le prix du pétrole de référence West Texas Intermediate (WTI) s'est établi en moyenne à 19,30 $ US le baril à la bourse New York Mercantile Exchange (NYMEX), ce qui représente une augmentation de 34 % par rapport au prix moyen de 14,40 $ US en 1998. Cependant, la transition vers des prix du pétrole brut plus élevés ne s'est pas faite en douceur. Le prix du WTI a été ramené à un prix plancher de 11,37 $ US le 16 février et a atteint un sommet de 27,07 $ US le 22 novembre, soit sa valeur la plus élevée depuis janvier 1991.

Cette analyse par la direction contient des déclarations de nature prospective, notamment des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures (y compris le montant, la nature et les sources du financement de celles-ci), aux niveaux de la production de pétrole et de gaz et aux sources de la croissance de celle-ci, aux taux des impôts, des taxes et des redevances, aux prix du pétrole et du gaz, au taux de change du dollar canadien, aux taux d'intérêt, aux marges de raffinage et de commercialisation, à la demande de produits pétroliers raffinés, à la construction et à l'agrandissement prévus d'installations, aux débits des établissements de ventes au détail, aux frais de démarrage et aux frais d'exploitation, aux réserves prouvées et probables, à la capacité d'exportation de gaz naturel, aux résultats des activités d'exploration et de mise en valeur, à l'acquisition et à l'aliénation de propriétés pétrolières et gazières, et aux dates d'ici lesquelles certaines zones seront mises en valeur ou en production. Ces déclarations de nature prospective sont soumises à des risques et à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de telles déclarations. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés; les fluctuations des prix du pétrole et du gaz; les marges de raffinage et de commercialisation; la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; la fluctuation des taux de change; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôt; les modifications apportées aux règlements environnementaux ou autres; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada.

VALEUR DU PLACEMENT DES ACTIONNAIRES

La valeur du placement des actionnaires a augmenté de 28 % grâce à l'appréciation sur le marché et à la hausse des dividendes.



■ Rendement sur un an *(en %)*

□ Moyenne sur trois ans *(en %)*

– La valeur du placement des actionnaires correspond à la variation du cours des actions de Petro-Canada, majorée des dividendes.

L'incidence de l'augmentation des prix du pétrole à l'échelle internationale sur les prix du brut au Canada a été amplifiée quelque peu par la faiblesse du dollar canadien par rapport au dollar américain en 1999. Le taux de change du dollar canadien est passé progressivement d'un niveau plancher de 65,37 cents US le 19 janvier à 69,29 cents US le 31 décembre. Les prix affichés de Petro-Canada pour le pétrole brut de référence Edmonton Light se sont établis en moyenne à 27,59 $ le baril durant 1999, en hausse de près de 36 % par rapport à 1998. En décembre, les prix affichés pour le Edmonton Light se sont établis en moyenne à 38,81 $ le baril.

Les prix des liquides de gaz naturel ont tendance à suivre de près ceux du pétrole brut, ce qui explique l'augmentation marquée des prix du propane et du butane en 1999 par rapport à leurs valeurs de 1998.

Les prix du gaz naturel ont aussi augmenté en 1999. Le prix de référence NYMEX moyen du gaz naturel au centre Henry en Louisiane s'est amélioré pour atteindre 2,27 $ US le million de BTU contre 2,14 $ US en 1998. Un hiver doux et un important volume de gaz stocké ont maintenu les prix au centre Henry sous les 2 $ US le million de BTU pendant les quatre premiers mois de l'année. Cependant, la disparition graduelle des stocks excédentaires et les préoccupations croissantes au sujet de la capacité de livraison de gaz ont entraîné une augmentation du prix du gaz, qui est passé d'un niveau plancher de 1,63 $ US le 26 février à un sommet de 3,09 $ US au centre Henry le 27 octobre.

La récente expansion des pipelines de gaz naturel a bénéficié aux producteurs de gaz canadiens, car elle a éliminé les contraintes reliées à la capacité d'exportation et réduit l'écart entre les prix du gaz au Canada et aux États-Unis. L'écart de prix entre les centres Henry et AECO C, qui s'établissait en moyenne à 0,77 $ US par million de BTU en 1998, a nettement diminué pour se chiffrer en moyenne à 0,28 $ US en 1999. Cela a fait augmenter le prix moyen du gaz au centre AECO C en Alberta jusqu'à 3,09 $ le millier de pieds cubes, ce qui constitue un important gain par rapport au prix moyen de 2,12 $ en 1998. De son niveau moyen le plus bas de 2,47 $ le millier de pieds cubes en mars, le prix AECO C a augmenté pour atteindre un sommet de 4,13 $ en novembre. En décembre, le prix moyen a reculé jusqu'à 3,47 $ le millier de pieds cubes en raison du temps clément. Ces variations se sont traduites par un prix pondéré à la sortie de l'usine en Alberta de 2,58 $ le millier de pieds cubes en moyenne en 1999, comparativement à une moyenne de 2,02 $ en 1998.

Dans le secteur d'aval, les principaux facteurs externes qui influent sur les résultats financiers sont l'instabilité des prix du pétrole brut, les marges de raffinage de l'industrie, la variation des écarts de prix entre les pétroles bruts, la demande globale de produits pétroliers raffinés et le niveau de concurrence sur le marché.

La hausse rapide des prix du pétrole brut, combinée aux importants stocks de produits pétroliers raffinés, a exercé une pression à la baisse sur les marges de raffinage en 1999. Durant le premier semestre de l'année, les prix considérablement déprimés du mazout domestique ont fait baisser les marges de raffinage totales. Par exemple, la *marge de craquage 3-2-1* au port de New York est un indice repère de la marge dont disposent les raffineurs. En 1999, la marge de craquage 3-2-1 au port de New York s'est établie en moyenne à 2,51 $ US par baril, par rapport à une moyenne de 3,43 $ US pour les trois années précédentes, ce qui représente un repli de 27 %.

L'écart entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd a été exceptionnellement faible en 1999. À l'échelle internationale, l'écart de prix entre les bruts de référence, tels que le Brent de la mer du Nord (léger) et le Maya mexicain (lourd), s'est rétréci pour atteindre 3,44 $ US par baril, contre une moyenne de 4,03 $ US en 1998. L'écart de prix entre les bruts légers et lourds canadiens a reflété cette tendance. Selon les prix affichés de Petro-Canada, l'écart entre les prix des bruts de référence Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd) a diminué en 1999 pour s'établir à 4,32 $ par baril, contre une moyenne de 5,77 $ par baril en 1998, bien que l'écart ait augmenté durant la dernière partie de l'année.

Un autre facteur ayant eu des répercussions dans le secteur d'aval a été le faible écart de prix entre les bruts WTI et Brent de la mer du Nord moins coûteux. L'écart a été ramené à 1,37 $ US par baril comparativement à une moyenne de 1,68 $ US en 1998. En décembre, l'écart s'est amoindri pour atteindre 0,52 $ US par baril, contre 1,44 $ US un an auparavant. Ce changement a eu une incidence négative sur les raffineries qui importent du brut du bassin de l'Atlantique, telles que les installations de Petro-Canada à Montréal et à Oakville.

La croissance des ventes canadiennes de produits pétroliers raffinés a ralenti pour s'établir à 1,3 % en 1999, par rapport à 2,2 % en 1998. La croissance en 1999 est surtout attribuable aux ventes d'essence automobile, de carburant diesel et de carburéacteur.

Perspectives quant à la conjoncture en 2000

Les prix des marchandises énergétiques sont influencés par un certain nombre de facteurs, y compris l'évolution de l'offre et de la demande, les conditions météorologiques, les événements politiques et le niveau des stocks dans l'industrie. Les analystes s'attendent à ce que les prix du pétrole brut demeurent instables en 2000, étant donné le très faible niveau des stocks commerciaux de pétrole et l'incertitude entourant la ligne de conduite qu'adoptera l'OPEP à l'expiration de l'arrangement contingentaire en mars.

Selon les estimations, les contingentements de la production mis en œuvre jusqu'à maintenant ont soustrait plus de 4 millions de barils par jour du marché mondial du pétrole. Il s'agit là des compressions volontaires les plus rigoureuses imposées par l'OPEP à l'approvisionnement pétrolier mondial depuis le choc pétrolier de 1973-1974. En conséquence, durant les deux premiers mois de 2000, le prix du WTI s'est établi en moyenne à 28,16 $ US, en hausse par rapport à une moyenne de 12,02 $ US le baril durant les deux premiers mois de 1999. En revanche, si l'OPEP assouplit sa position ou que la demande mondiale de pétrole s'affaiblit, les prix du pétrole sur le marché international pourraient rapidement revenir à des niveaux plus bas. Étant donné cette incertitude, nous croyons qu'il est prudent de tester les plans d'entreprise en fonction d'une fourchette de prix du pétrole éventuels centrée sur la moyenne historique depuis 1986, qui est d'environ 19 $ US le baril pour le WTI.

Petro-Canada suppose que le prix pondéré du gaz naturel à la sortie de l'usine en Alberta en 2000 augmentera quelque peu par rapport au prix moyen de 2,58 $ obtenu en 1999, selon l'hypothèse que les récentes augmentations de la capacité des pipelines continueront d'avoir un effet positif sur les prix canadiens en 2000. Nous supposons aussi que la capacité d'exportation additionnelle provenant du nouveau pipeline Alliance sera disponible à compter du 1er novembre, ce qui maintiendrait l'écart entre les prix canadiens et américains du gaz relativement faible. Au cours des deux premiers mois de 2000, l'écart entre les prix américains du gaz au centre Henry et les prix canadiens au centre AECO C a été en moyenne de 0,33 $ US par million de BTU, contre une moyenne de 0,12 $ US au cours des deux premiers mois de 1999.

La perspective du maintien d'une conjoncture économique favorable au Canada nous incite à prévoir une croissance des ventes intérieures de produits raffinés en 2000 du même ordre que l'augmentation de 1,3 % enregistrée en 1999. Les marges sur les ventes de produits dépendront de la fluctuation des prix du pétrole brut durant l'année, de l'équilibre entre l'offre et la demande et de la concurrence sur le marché.

Facteurs influant sur le bénéfice net

Le tableau suivant illustre l'incidence estimative après impôts que la variation de certains facteurs aurait eue sur le bénéfice net de Petro-Canada en 1999. Nous fondons ces calculs sur la conjoncture et les volumes de production et de ventes de 1999.

Facteur	Moyenne de 1999	Variation (+/-)	Variation (+/-) approximative du bénéfice net[1] (en millions de dollars canadiens)
Secteur d'amont			
Prix du pétrole brut de référence WTI	19,30 $ US le baril	1,00 $ US par baril	24
Prix obtenu pour le gaz naturel[2]	2,59 $ le millier de pieds cubes	0,10 $ par millier de pieds cubes	9
Production de pétrole brut et de liquides	95 300 barils par jour	1 000 barils par jour	2
Production de gaz naturel destiné à la vente	719 millions de pieds cubes par jour	10 millions de pieds cubes par jour	2
Secteur d'aval			
Marge de raffinage et d'approvisionnement[3]	0,8 cent par litre	0,1 cent par litre	11
Marge de commercialisation[3]	5,3 cents par litre	0,1 cent par litre	7
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd[4]	4,32 $ par baril	1,00 $ par baril	14
Société			
Taux de change du dollar canadien ($ US par $ CA)[5]	0,6732 $ US	0,01 $ US	(6)

1 L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs. L'application de ces facteurs ne mène pas nécessairement à une prévision exacte des résultats d'exploitation futurs. Nous prenons à l'occasion certaines mesures pour la gestion des risques qui peuvent avoir des effets sur ces facteurs.
2 Compte tenu d'une diminution de 2 millions $ du bénéfice lié aux activités des usines de récupération.
3 Produits moins coût des marchandises vendues.
4 Écart entre les prix des pétroles bruts de référence Edmonton Light et Bow River.
5 Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice de Petro-Canada.

Synthèse des résultats financiers

Résultats financiers (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	1999	1998	1997
Bénéfice d'exploitation avant les frais de restructuration	236	130	314
Frais de restructuration	—	(42)	—
Gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif	(3)	7	(8)
Bénéfice net	233	95	306
Bénéfice par action (en dollars)	0,86	0,35	1,13
Rentrées nettes[1]	964	830	1 263
Rentrées nettes par action (en dollars)	3,55	3,06	4,66
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	5,6	3,0	6,8
Capital utilisé moyen	5 630	5 536	5 406
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)	5,8	2,4	8,0
Dette	1 711	1 829	1 741
Encaisse et placements à court terme	206	431	75

1 Rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION ET RENTRÉES NETTES

Le bénéfice et les rentrées nettes ont considérablement augmenté mais ont été inférieurs aux résultats sans précédent de 1997.

Bénéfice d'exploitation *(en millions $)*
Rentrées nettes *(en millions $)*
– Le bénéfice de 1998 ne tient pas compte des frais de restructuration.

Comparaison de 1999 et de 1998

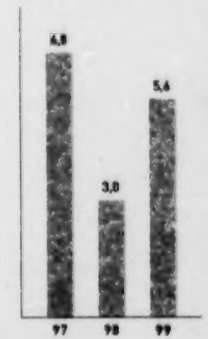
Petro-Canada a obtenu des résultats financiers nettement améliorés en 1999, dégageant un bénéfice net de 233 millions $, en hausse de 145 % par rapport au bénéfice de 95 millions $ réalisé en 1998. La montée en flèche des prix des marchandises a contribué à une amélioration substantielle des résultats du Secteur d'amont, bien que la hausse du prix du pétrole brut ait créé un contexte commercial très difficile pour le Secteur d'aval. Les rentrées nettes se sont élevées à 964 millions $, par rapport à 830 millions $ en 1998, surtout en raison du bénéfice plus élevé et des impôts sur le revenu exigibles moins importants.

Le bénéfice d'exploitation a augmenté de 106 millions $ en 1999 pour s'établir à 236 millions $, par rapport à 130 millions $ en 1998, le bénéfice d'exploitation accru dans le Secteur d'amont ayant plus que compensé les diminutions dans le Secteur d'aval et les Services partagés. Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont a augmenté de 214 millions $ en 1999, s'établissant à 243 millions $, surtout en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz. Dans le Secteur d'aval, le bénéfice d'exploitation a diminué de 89 millions $ pour s'établir à 115 millions $, une augmentation de 55 millions $ reliée à des éléments contrôlables, principalement les volumes de ventes et la combinaison de produits, ayant aidé à compenser le manque à gagner de 144 millions $ d'un exercice à l'autre dû au contexte commercial difficile. Les charges nettes des Services partagés ont augmenté en 1999, s'établissant à 122 millions $, comparativement à 103 millions $ pour l'exercice précédent, en raison de la hausse des intérêts débiteurs et des frais généraux et administratifs. Le bénéfice net de 1998 a souffert d'une imputation non récurrente de 42 millions $ reliée à une restructuration.

Le rendement du capital utilisé de Petro-Canada s'est considérablement amélioré en 1999, surtout grâce au bénéfice accru, passant à 5,6 % par rapport à 3,0 % en 1998. La direction cherche constamment à améliorer le rendement du capital utilisé. Bien que les rendements soient soumis aux fluctuations des prix des marchandises, nous continuons de mettre l'accent sur les éléments de l'entreprise que nous pouvons contrôler et qui peuvent améliorer le bénéfice, tels que les dépenses et les volumes.

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ

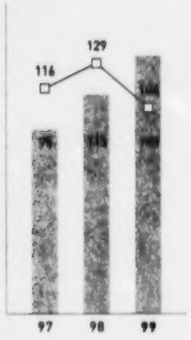
Le bénéfice plus élevé a entraîné une amélioration du rendement du capital utilisé.



Rendement du capital utilisé *(en %)*

REMPLACEMENT DES RÉSERVES

Le Secteur d'amont a de nouveau remplacé plus que la totalité de la production par de nouvelles réserves.



- Réserves totales de pétrole et de gaz classiques *(en %)*
- Gaz naturel *(en %)*

– Ne tient pas compte des acquisitions ni des aliénations.
– Ne tient pas compte de Syncrude.

Vue d'ensemble des activités

Les activités principales du Secteur d'amont de Petro-Canada comprennent des participations dans le pétrole des Grands Bancs, le gaz naturel de l'ouest du Canada et les sables pétrolifères, auxquelles s'ajoute une production de pétrole dans l'ouest du Canada, en Norvège et en Algérie. Grâce à de meilleurs résultats financiers et à un bilan solide, nous pouvons développer nos éléments d'actif principaux au moyen d'un programme d'investissement dynamique, tout en évaluant soigneusement une gamme de possibilités permettant d'envisager une nouvelle croissance au-delà de ces éléments d'actif de base.

Le profil de croissance de la production de Petro-Canada est fortement pondéré en faveur des Grands Bancs, au large de Terre-Neuve, ce qui offre aux investisseurs une excellente occasion de tirer parti de cette région pétrolière en développement. Nous détenons une participation de 20 % dans le projet pétrolier jalon Hibernia qui est maintenant en production, une participation de 29 % à titre d'exploitant du projet Terra Nova actuellement en construction et des participations importantes dans toutes les autres découvertes majeures de pétrole faites jusqu'ici dans la région.

Le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada offre à Petro-Canada des occasions plus intéressantes dans le gaz naturel que dans la production de pétrole classique. Nous poursuivons notre stratégie de retrait de la production de pétrole classique dans cette région tout en demeurant l'un des plus importants producteurs de gaz naturel. Petro-Canada investit dans le gaz naturel en fonction des occasions et obtient beaucoup de succès dans les avant-monts de l'Alberta.

Petro-Canada a aussi des intérêts stratégiques dans les vastes ressources en sables pétrolifères du Canada, avec une participation de 12 % dans Syncrude, la plus importante entreprise d'extraction de sables pétrolifères du monde, et dans d'autres propriétés foncières importantes de la région qui pourraient se prêter à l'exploitation de sables pétrolifères *in situ*. Des consultants indépendants spécialisés en études de gisements mènent des vérifications techniques annuelles portant sur le tiers des réserves prouvées de pétrole et de gaz naturel en procédant par rotation. De plus, Arthur Andersen s.r.l., à titre de vérificateurs contractuels, vérifie chaque année par sondages les processus de contrôle de gestion non techniques que nous utilisons pour établir les réserves.

Petro-Canada continue d'aliéner des éléments d'actif secondaires afin de se concentrer sur les régions qui présentent les meilleures perspectives de croissance à long terme. La future production de pétrole proviendra de plus en plus des Grands Bancs et des sables pétrolifères, où les importantes réserves génèrent de bons rendements financiers et de bonnes possibilités de croissance.

Résultats de 1999 du Secteur d'amont

Résultats financiers (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	1999	1998	1997
Bénéfice d'exploitation	**243**	29	188
Gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif	**6**	30	(2)
Bénéfice net	**249**	59	186
Rentrées nettes	**885**	516	900
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**7,3**	1,8	5,7
Rendement en rentrées nettes du capital utilisé (en pourcentage)	**25,9**	15,7	27,4
Capital utilisé moyen	**3 416**	3 288	3 284

Comparaison de 1999 et de 1998

Petro-Canada a enregistré un bénéfice record de 249 millions $ dans son Secteur d'amont en 1999, ce qui représente un bond de plus de 300 % par rapport à 1998. Le plus important facteur de l'amélioration du bénéfice a été la hausse considérable des prix du pétrole et du gaz durant l'exercice. Notons également la diminution des frais d'exploitation et des dépenses d'exploration, qui a plus qu'annulé l'incidence négative des volumes plus faibles et de l'augmentation de 16 millions $ des pertes de couverture du Secteur d'amont, qui ont atteint 35 millions $ en 1999. Les rentrées nettes du Secteur d'amont ont augmenté de 72 %, en raison de la hausse du bénéfice.

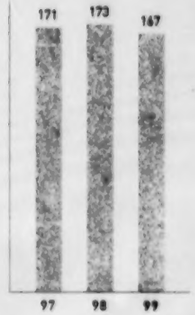
La production totale s'est chiffrée en moyenne à 167 200 barils équivalent pétrole par jour, dont 95 300 barils de pétrole et de liquides et 719 millions de pieds cubes de gaz naturel. La production a reculé quelque peu par rapport à 173 300 barils équivalent pétrole en 1998, la baisse de la production de pétrole classique dans l'ouest du Canada ayant plus qu'annulé les volumes accrus provenant d'Hibernia et de Syncrude. La production de pétrole classique de l'ouest du Canada a subi une baisse marquée en raison de la vente vers la fin de 1998 de quatre importantes propriétés pétrolières productrices, ainsi que de la vente en 1999 de propriétés pétrolières plus petites et de l'épuisement normal. Au total, la rationalisation de l'actif en 1998 et en 1999 a entraîné une réduction des volumes de production quotidiens de 11 000 barils de pétrole et de liquides et de 12 millions de pieds cubes de gaz naturel.

Tandis que la production a diminué en 1999, les réserves prouvées sont demeurées pratiquement inchangées à 725 millions de barils équivalent pétrole, les découvertes, extensions et révisions positives ayant égalé la production et les ventes nettes. Une augmentation des réserves à Hibernia a compensé une diminution des réserves de liquides dans l'ouest du Canada.

Compte tenu des activités de couverture, le prix moyen obtenu par Petro-Canada pour sa production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères en 1999 a été de 24,58 $ le baril, en hausse par rapport à 17,72 $ pour l'exercice précédent. Notre prix moyen obtenu pour le gaz naturel s'est établi à 2,59 $ le millier de pieds cubes, en hausse par rapport à 1,96 $ en 1998.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

La production a légèrement diminué en 1999 mais devrait augmenter en 2001 grâce à l'augmentation des volumes des Grands Bancs et de Syncrude.



Production du Secteur d'amont *(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)*

Pétrole des Grands Bancs

Hibernia, le premier projet de mise en valeur pétrolière dans les Grands Bancs, est passé du démarrage à la production à plein rendement en 1999. La porosité et la perméabilité du gisement, la productivité des puits et la qualité du pétrole ont toutes continué à dépasser les attentes, bien que la production totale ait été un peu plus faible que prévu à cause d'une série de difficultés opérationnelles ayant touché la plate-forme. Néanmoins, notre participation de 20 % dans Hibernia nous a rapporté 20 000 barils de pétrole par jour, ce qui représente une augmentation de 54 % par rapport à 1998. De plus, la quote-part de la production revenant à Petro-Canada s'est élevée en moyenne à plus de 30 000 barils par jour en novembre et en décembre. À la fin de 1999, 13 puits étaient en exploitation à Hibernia, dont sept producteurs de pétrole, quatre injecteurs d'eau et deux injecteurs de gaz.

La plupart des difficultés opérationnelles à Hibernia en 1999 étaient reliées au système de compression du gaz. Pour des raisons de gestion des ressources et de protection de l'environnement, presque tout le gaz naturel produit avec le pétrole à Hibernia doit être réinjecté dans le gisement. Lorsque les compresseurs de gaz sont hors d'usage, la réglementation limite la quantité de pétrole pouvant être produite. Bien qu'Hibernia produise du pétrole depuis deux ans, le système de compression du gaz a été mis en service seulement au début de 1999 et a éprouvé un certain nombre de difficultés au démarrage. Ce système complexe fonctionnait de façon fiable à la fin de 1999 et au début de 2000.

Les frais d'exploitation unitaires à Hibernia ont diminué en 1999 pour s'établir à 4,23 $ par baril, comparativement à 6,45 $ en 1998. Les redevances et les frais indirects ont été de 0,33 $ et de 0,31 $ par baril respectivement.

Les données économiques relatives à Hibernia se sont améliorées davantage vers la fin de 1999 lorsque Petro-Canada a révisé son estimation des réserves prouvées et probables brutes finales à 730 millions de barils, ce qui constitue une hausse de 19 % par rapport à l'estimation antérieure de 615 millions de barils. La quote-part de 20 % des réserves d'Hibernia revenant à Petro-Canada est estimée à 146 millions de barils, dont 12 millions de barils avaient été produits à la fin de 1999.

Le projet Terra Nova exploité par Petro-Canada, dans lequel nous détenons une participation de 29 %, est le deuxième projet pétrolier d'envergure dans les Grands Bancs. L'installation de production, de stockage et de déchargement flottante (IPSDF), en construction en Corée du Sud, était presque achevée à la fin de 1999. Les modules de production qui seront montés sur l'installation sont en construction à Terre-Neuve et en Écosse. L'excavation des « entonnoirs » destinés à protéger les installations sous-marines a été achevée en août et le préforage des puits de production a débuté en juillet. Nous prévoyons une mise en production d'ici le deuxième trimestre de 2001.

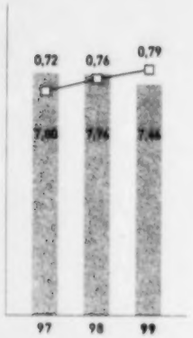
Petro-Canada a participé en 1999 à des travaux continus visant à déterminer le prochain projet pétrolier extracôtier canadien. Cinq puits de délimitation fructueux ont été forés, dont trois à White Rose et deux à Hebron/Ben Nevis.

Gaz naturel de l'ouest du Canada

Petro-Canada a maintenu la production de gaz naturel à 719 millions de pieds cubes par jour en 1999, en dépit de la vente de propriétés produisant environ 12 millions de pieds cubes par jour. Nous avons amélioré les résultats à l'égard de plusieurs paramètres de mesure clés et le rendement du capital utilisé s'est élevé

FRAIS DE DÉCOUVERTE ET DE MISE EN VALEUR DANS L'OUEST DU CANADA

Les frais de découverte et de mise en valeur sont demeurés compétitifs.



Ressources classiques de l'ouest du Canada *(en $ par baril équivalent pétrole)*

□ Gaz naturel *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

- Moyenne sur trois ans pour les réserves prouvées.
- Ne tient pas compte des acquisitions ni des aliénations.
- Ne tient pas compte de Syncrude.

à neuf pour cent. Les prix obtenus pour le gaz se sont rapprochés de ceux du premier quartile et les frais d'exploitation ont diminué de huit pour cent. Nos frais de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans pour le gaz naturel ont augmenté légèrement, passant de 0,76 $ le millier de pieds cubes équivalent gaz à 0,79 $. Bien que 0,79 $ soit un résultat très compétitif dans le contexte commercial actuel, nous nous efforçons toujours d'améliorer cet important paramètre de mesure. En incluant nos propriétés pétrolières classiques de l'ouest du Canada, nos frais de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans ont diminué, passant de 7,76 $ par baril équivalent pétrole à 7,44 $ en raison de révisions positives des réserves des propriétés pétrolières. Malgré une réduction des dépenses en immobilisations, nous avons remplacé plus que la totalité de la production de gaz grâce à des forages fructueux, ajoutant des réserves équivalant à 106 % de la production de 1999. Cependant, les réserves totales de gaz ont légèrement reculé, passant de 2 495 milliards de pieds cubes à 2 481 milliards de pieds cubes, en raison des ventes nettes de propriétés productrices.

Les activités reliées au gaz naturel des avant-monts de l'Alberta continuent de donner d'excellents résultats. Dans la région de Benjamin Creek, nous avons foré en 1999 nos deux meilleurs puits à ce jour dans l'ouest du Canada, lorsque nous considérons la zone productrice nette, c'est-à-dire l'épaisseur des couches productrices du gisement. Nous avons ajouté 147 milliards de pieds cubes de réserves prouvées dans la région de Wildcat Hills/Benjamin Creek et avons accru la production de 25 millions de pieds cubes par jour, ce qui représente une hausse de 50 % par rapport aux niveaux de 1998. Pour traiter cette production en plein essor, nous avons rempli l'usine à gaz de Wildcat Hills jusqu'à sa capacité de 125 millions de pieds cubes par jour et construit des pipelines pour transporter des volumes additionnels vers des usines avoisinantes. Petro-Canada a également acquis une nouvelle position foncière importante dans la région de West Bearberry (Fallen Timber) des avant-monts, où les sondages sismiques effectués et le premier puits foré ont donné des résultats favorables.

La deuxième grande région de production de gaz de Petro-Canada se trouve dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cette région procure une production soutenue et de bonnes rentrées nettes. Au cours de 1999, nous avons mené des études techniques exhaustives sur nos éléments d'actif dans la région, en vue d'élaborer une stratégie d'investissement ciblant nos meilleures possibilités de création de valeur. Les résultats nous ont incités à accroître le budget d'exploration et de mise en valeur pour le nord-est de la Colombie-Britannique en 2000.

Parmi les principaux objectifs à court terme de Petro-Canada figure la rentabilisation accrue de ses activités reliées au gaz naturel. Nous avons augmenté de 40 % les dépenses en immobilisations prévues dans le gaz naturel, les portant à près de 400 millions $ pour 2000, niveau appuyé par les occasions de forage que nous entrevoyons.

Pétrole et liquides de gaz naturel des champs gazéifères de l'ouest du Canada

La production de pétrole classique de l'ouest du Canada a continué de baisser en 1999, conformément à la stratégie de Petro-Canada d'abandon progressif de cette activité. Nous avons vendu quatre propriétés importantes à la fin de 1998, puis réalisé une série de ventes mineures en 1999, ramenant la production de pétrole classique à une moyenne de 24 700 barils par jour durant l'exercice, par rapport à 38 300 barils en 1998. Vers la fin de 1999, nous avons annoncé notre intention de vendre d'autres propriétés produisant 17 000 barils de pétrole par jour et 20 millions de pieds cubes par jour de gaz associé. Petro-Canada conservera deux propriétés pétrolières importantes du sud de l'Alberta, Ferrier et Willesden Green. Ces éléments d'actif sont solidement intégrés dans notre infrastructure du centre-ouest de l'Alberta et continueront de faire l'objet d'investissements.

La production de liquides de gaz naturel des champs gazéifères a été de 11 700 barils par jour en 1999, en baisse par rapport à 12 700 barils en 1998.

Liquides de gaz naturel

L'unité des liquides de gaz naturel comprend une usine d'extraction de liquides à Empress, en Alberta, un pipeline de liquides reliant Empress à Winnipeg et une infrastructure connexe. Puisque les prix du pétrole et des liquides ont augmenté davantage que ceux du gaz naturel durant l'exercice, l'unité a réalisé un bénéfice après impôts de 18 millions $, contre 11 millions $ pour l'exercice précédent. Conformément à notre volonté de nous concentrer de plus en plus sur nos activités principales, nous avons annoncé la vente de l'unité des liquides de gaz naturel au premier trimestre de 2000. La transaction rapportera un gain après impôts d'environ 95 millions $, sous réserve de rajustements au moment de la clôture, dont la plupart seront comptabilisés au premier trimestre.

Sables pétrolifères

Petro-Canada entend participer activement à la poursuite de la mise en valeur des vastes ressources en sables pétrolifères du nord de l'Alberta, grâce à une participation de 12 % dans la coentreprise Syncrude, le plus important projet de mise en valeur de sables pétrolifères du monde, et à des concessions couvrant près de 300 000 acres de terrains à potentiel élevé.

La quote-part de la production record de Syncrude revenant à Petro-Canada s'est chiffrée en moyenne à 26 700 barils par jour de pétrole synthétique en 1999, en hausse par rapport à 25 200 barils par jour en 1998. Syncrude a continué de générer de solides profits, apportant une contribution de 69 millions $ au bénéfice de 1999 et dégageant un rendement du capital utilisé de 21 %. Les frais d'exploitation à Syncrude ont été de 12,83 $ par baril en 1999, en baisse par rapport à 13,42 $ en 1998, la coentreprise continuant de réduire ses coûts tout en poursuivant la mise en œuvre d'un plan d'agrandissement pluriannuel.

Le forage et l'évaluation se sont poursuivis en 1999 sur nos concessions de sables pétrolifères *in situ* à MacKay River, dans le nord de l'Alberta. Vers la fin de 1998, Petro-Canada a présenté à la Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) une demande de mise en valeur commerciale concernant une installation de production de 22 000 barils par jour à MacKay River. Des consultations avec les parties intéressées ont eu lieu en 1999 et en décembre, les organismes de réglementation jugeaient la demande complète. L'AEUB n'a pas encore fait connaître sa décision.

Secteur international

En Algérie, Petro-Canada a tiré une production de 4 500 barils par jour du champ Tamadanet en 1999 (avant les redevances algériennes et le partage du bénéfice en pétrole), soit le même niveau qu'en 1998, et a évalué quatre découvertes de gaz et de liquides. Des demandes de mise en valeur ont été déposées pour deux champs. Nous avons l'intention de forer deux autres puits d'exploration en 2000.

En Tunisie, nous avons mené à bien un programme sismique en 1999. Petro-Canada détient des droits d'exploration exclusifs sur le bloc Tataouine du centre-sud de la Tunisie qui pourrait être, selon nous, un prolongement du bassin producteur Berkine situé de l'autre côté de la frontière en Algérie. Au début de 2000, nous avons choisi d'amorcer la phase du permis d'exploration prévue dans la convention, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation tunisiens. Nous prévoyons forer deux puits d'exploration d'ici cinq ans, dont un premier en 2000.

En Norvège, la quote-part de la production des champs pétrolifères extracôtiers Veslefrikk et Njord revenant à Petro-Canada s'est établie à 7 700 barils de pétrole par jour en 1999, en hausse par rapport à 7 400 barils en 1998, en dépit du passage en cale sèche prévu de la plate-forme Veslefrikk pour des travaux de maintenance. Notre alliance stratégique avec Norsk Hydro continue de nous être profitable en nous permettant d'acquérir de l'expertise dans le domaine de la production pétrolière extracôtière.

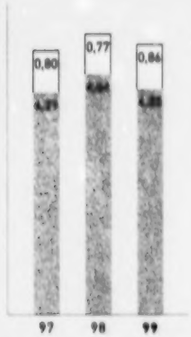
Produits nets et bénéfice tirés de la production classique de Petro-Canada[1] (en dollars par baril équivalent pétrole)

	1999	1998	1997
Produits	**25,45**	18,17	21,66
Redevances	**4,04**	2,94	4,61
Frais d'exploitation	**4,35**	4,64	4,29
Produits nets	**17,06**	10,59	12,76
Frais indirects	**0,86**	0,77	0,80
Produits nets après les frais indirects	**16,20**	9,82	11,96
Gains (pertes) de couverture des prix du pétrole	**(0,58)**	—	0,13
Traitement et autres produits	**0,10**	0,31	0,32
Exploration	**1,06**	1,46	1,06
Amortissement et déplétion, restauration des sites et autres coûts en capital	**7,73**	6,92	5,84
Bénéfice avant impôts et taxes	**6,93**	1,75	5,51
Impôts sur le revenu et autres taxes	**2,66**	1,42	3,16
Bénéfice net	**4,27**	0,33	2,35

1 En excluant Syncrude et toutes les régions qui ne sont pas actuellement en production.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DU SECTEUR D'AMONT

Les frais d'exploitation par baril ont diminué.



■ Frais d'exploitation unitaires *(en $ par baril équivalent pétrole)*

□ Frais indirects unitaires *(en $ par baril équivalent pétrole)*

- Ne tient pas compte de Syncrude.

Les produ- par baril ont considérablement augmenté en 1999, en raison de la hausse des prix des marchandises. Les redevances ont augmenté proportionnellement à la hausse des prix. Les frais d'exploitation unitaires ont diminué grâce à des mesures de réduction des coûts réussies, à des volumes accrus à Hibernia et à des ventes de propriétés pétrolières à frais plus élevés dans l'ouest du Canada. La hausse des frais indirects unitaires résulte principalement de la réduction du volume de production total.

L'augmentation de l'amortissement et de la déplétion s'explique surtout par la production accrue provenant d'Hibernia. L'amortissement et la déplétion ont été de 7,12 $ par baril équivalent pétrole pour les ressources classiques de l'ouest du Canada et de 10,95 $ par baril pour Hibernia. Les réserves d'Hibernia étant passées de 615 millions de barils à 730 millions de barils, l'amortissement et la déplétion unitaires pour Hibernia seront moins élevés en 2000.

Perspectives du Secteur d'amont

Croissance dans les Grands Bancs

Les trois prochains exercices verront une forte croissance de la production et du bénéfice provenant des Grands Bancs, grâce à l'atteinte de la production de pointe à Hibernia et à la mise en service de Terra Nova. Petro-Canada et les autres participants travaillent à concrétiser White Rose et Hebron/Ben Nevis en tant que prochains projets dans les Grands Bancs, ce qui développera davantage l'industrie pétrolière et gazière extracôtière canadienne. Petro-Canada a une participation directe moyenne de 22 % dans toutes les découvertes de pétrole extracôtières faites jusqu'ici, ce qui lui donne d'excellentes possibilités de tirer parti de cette région à potentiel élevé.

La production tirée de la plate-forme Hibernia devrait s'établir en moyenne à environ 135 000 barils par jour en 2000, dont 27 000 barils représenteraient la quote-part de Petro-Canada. En 2001, la production devrait atteindre un niveau stabilisé s'établissant en moyenne à 160 000 barils par jour, dont 32 000 barils nets reviendraient à Petro-Canada, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation. Les frais d'exploitation devraient diminuer en 2000 pour s'établir à moins de 3 $ par baril et baisser davantage en 2001. Les propriétaires d'Hibernia étudient également d'éventuelles possibilités de partage de l'infrastructure avec d'autres projets de la côte est afin d'améliorer l'efficience.

Les plans de forage de la plate-forme Hibernia pour 2000 comprennent les premiers puits de la formation Avalon. La formation Avalon est située au-dessus de la formation Hibernia et contient plus de pétrole que cette dernière, mais sa géologie complexe et hautement faillée rend la récupération plus difficile.

Le projet pétrolier Terra Nova franchira des jalons clés en 2000 : en effet, le premier projet exploité par Petro-Canada dans les Grands Bancs se prépare à une mise en production d'ici le deuxième trimestre de 2001. L'IPSDF sera achevée vers la fin du premier trimestre de 2000 et naviguera jusqu'à Bull Arm, à Terre-Neuve, où les modules de production seront installés. Six puits de production seront achevés d'ici la fin de l'année et les canalisations d'écoulement seront installées, prêtes à être reliées à l'IPSDF. La mise en production est maintenant prévue d'ici le deuxième trimestre de 2001, accusant un retard de quatre mois sur l'échéancier d'origine, ce qui nécessitera une augmentation d'environ 10 % du budget total. Cependant, nous ne croyons pas que ce retard aura des répercussions importantes sur l'excellent rendement économique global du projet. À l'opposé d'Hibernia, dont la plate-forme fixe a nécessité une augmentation graduelle de la production, nous prévoyons que Terra Nova atteindra une production presque de pointe peu après le démarrage. D'ici la fin de 2001, nous nous attendons à une production de 129 000 barils par jour, dont 37 000 barils nets reviendraient à Petro-Canada, en supposant que les organismes de réglementation approuvent ce taux de production. Nous prévoyons que les frais d'exploitation de Terra Nova seront concurrentiels et qu'ils s'établiront à moins de 3 $ par baril en période de production de pointe. Petro-Canada estime que les réserves brutes de 370 millions de barils provenant de deux blocs faillés seront exploitées sur une période de 15 ans et que 100 millions de barils additionnels pourraient être produits à partir d'un troisième bloc faillé, le bloc Far East, qui n'a pas encore été évalué. Nous prévoyons forer un puits dans le bloc Far East vers la fin de 2000.

Petro-Canada détient des participations dans les deux prochains projets probables dans les Grands Bancs, White Rose (notre quote-part est de 17,5 %) et Hebron/Ben Nevis (notre quote-part est de 23,9 %). Les deux champs ont donné des résultats de forage prometteurs en 1999. Selon les échéanciers actuels, White Rose pourrait être mis en service en 2004 et Hebron/Ben Nevis, en 2005. Au moins quatre puits d'exploration ou de délimitation sont prévus en 2000, incluant des emplacements éventuels à White Rose, à Hebron, à Riverhead et à Hibernia sud-ouest.

Bien que nous commencions à voir l'incidence positive sur notre bénéfice des projets actuels dans les Grands Bancs, nous accélérons également l'exploration à long terme dans le secteur extracôtier. Nous jouissons d'une solide position foncière dans le bassin Flemish Pass, notamment grâce à l'acquisition en novembre 1999 d'environ 653 000 acres nets, ce qui porte nos propriétés foncières totales dans ce bassin à environ 738 000 acres nets. Des travaux sismiques dans le périmètre Flemish Pass débuteront en 2000, ce qui constituera notre première incursion dans l'exploration des Grands Bancs au-delà du bassin Jeanne d'Arc. Flemish Pass serait un projet en eau profonde, rendu possible par les progrès mondiaux de la technologie de forage et de mise en valeur en eau profonde depuis les dix dernières années.

Augmentation de la production provenant des sables pétrolifères

Petro-Canada voit un important potentiel de croissance dans les immenses réserves de sables pétrolifères du nord de l'Alberta. À court terme, nous participons à l'agrandissement majeur en cours à Syncrude, qui comprend plusieurs phases d'agrandissement des mines et des installations de valorisation. Notre quote-part de la production de Syncrude devrait atteindre environ 30 000 barils par jour en 2000, 44 000 barils par jour en 2004 et plus de 50 000 barils par jour d'ici 2007. En même temps, les frais d'exploitation devraient être ramenés à environ 11 $ par baril d'ici 2008.

Grâce aux importantes concessions de sables pétrolifères *in situ* dont elle est propriétaire, Petro-Canada a la possibilité d'accroître à l'avenir sa production provenant des sables pétrolifères. Nous évaluons des options de développement pour cette ressource, en commençant par une installation de production de 22 000 barils par jour à MacKay River. Les sables pétrolifères *in situ* gisent trop en profondeur pour être extraits à partir de la surface comme c'est le cas à Syncrude. On doit donc extraire le bitume « sur place », dans ce cas en forant des puits jumelés et en injectant de la vapeur, procédé connu sous le nom de « drainage par gravité au moyen de vapeur ».

Exploration de nouvelles possibilités reliées au gaz naturel

Afin de créer des possibilités de croissance à long terme, Petro-Canada a acquis une participation de 60 % dans deux parcelles de terrains attrayantes dans la région du delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest, totalisant environ 220 000 acres nets. Les importants gisements de gaz dans cette région sont bien établis; selon la Commission géologique du Canada, le potentiel du delta du Mackenzie est de l'ordre de 20 billions de pieds cubes de gaz naturel, y compris les 6 billions de pieds cubes déjà découverts. Nous prenons des mesures rapides pour tirer parti de cette acquisition de terrains. Nous entreprendrons un important programme sismique sur les propriétés durant les hivers 1999-2000 et 2000-2001. La mise en valeur du gaz du delta du Mackenzie nécessiterait la confirmation d'importantes réserves et des prix du gaz vigoureux pour appuyer un nouveau pipeline important.

En 1999, Petro-Canada a également acquis 147 000 acres nets sur la plate-forme Scotian en eau profonde, au large de la Nouvelle-Écosse, région très prometteuse pour le gaz naturel. Par ailleurs, nous avons acquis des intérêts dans un bloc adjacent de 495 000 acres nets. Nous acquerrons quelque 2 000 kilomètres carrés de données sismiques tridimensionnelles sur les parcelles de la plate-forme Scotian en 2000 pour évaluer ces périmètres.

Revue du Secteur d'aval

Vue d'ensemble des activités

Petro-Canada est l'une des marques de ventes au détail dominantes au Canada dans le domaine des produits pétroliers raffinés. Le raffinage et la commercialisation sont des activités principales pour nous. Notre Secteur d'aval exploite des raffineries à Edmonton, à Oakville et à Montréal, des installations de fabrication de lubrifiants à Mississauga et un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros.

Le but du Secteur d'aval est de générer des rendements financiers constamment supérieurs au coût du capital investi dans l'entreprise. Puisque le contexte commercial peut être extrêmement exigeant, comme cela a été le cas en 1999, il est essentiel d'obtenir de bons résultats relativement aux principales mesures d'exploitation contrôlables, telles que les revenus non pétroliers, le volume par établissement de ventes au détail, la combinaison de produits et le rendement des raffineries. Petro-Canada a rationalisé son Secteur d'aval afin d'obtenir de solides résultats concurrentiels quant à ces mesures.

La force du Secteur d'aval de Petro-Canada repose sur l'intégration d'activités de raffinage efficientes et d'une excellente marque pour la commercialisation au détail et en gros ciblant des segments de marché régionaux, selon les caractéristiques de chaque raffinerie.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DU SECTEUR D'AVAL

La diminution des frais par litre s'est poursuivie.

Frais d'exploitation unitaires *(en cents par litre)*

☐ Frais indirects unitaires *(en cents par litre)*

Résultats de 1999 du Secteur d'aval

Résultats financiers (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	1999	1998	1997
Bénéfice d'exploitation	**115**	204	225
Pertes à la vente d'éléments d'actif	**(9)**	(35)	(6)
Bénéfice net	**106**	169	219
Rentrées nettes	**163**	420	415
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage)	**5,7**	10,3	11,4
Capital utilisé moyen	**2 020**	1 981	1 970

Comparaison de 1999 et de 1998

Le bénéfice et les rentrées nettes du Secteur d'aval ont considérablement diminué en 1999, après deux solides exercices, conséquence directe d'un des contextes commerciaux les plus difficiles que l'industrie ait connus depuis plusieurs années. Dans le cas de Petro-Canada, les prix à la hausse du pétrole brut, les marges de raffinage faibles et l'écart de prix réduit entre les qualités de pétrole brut ont tous joué un rôle et ces facteurs ont eu tendance à se renforcer les uns les autres.

Le prix du pétrole brut a plus que doublé au cours de 1999, une hausse d'une ampleur jamais vue depuis plus de dix ans. L'augmentation brusque des coûts des charges d'alimentation n'a été que partiellement récupérée au moyen d'augmentations correspondantes des prix des produits. La diminution des marges sur les produits qui en a résulté a eu une incidence majeure sur le bénéfice de Petro-Canada. De plus, les marges de raffinage — la marge entre le coût du pétrole brut et le prix de gros obtenu pour des produits raffinés tels que l'essence — ont été très faibles en 1999.

Un autre facteur ayant touché le bénéfice de notre Secteur d'aval a été l'écart anormalement faible entre le prix du pétrole brut léger et celui du pétrole brut lourd. Nos raffineries ont la possibilité d'utiliser des pétroles plus lourds que les autres raffineries, ce qui réduit normalement les coûts des charges d'alimentation. En 1999, le faible écart léger-lourd a réduit cet avantage concurrentiel.

Les répercussions financières du contexte commercial défavorable du Secteur d'aval ont été compensées en partie par de bons résultats sur le plan des facteurs d'exploitation contrôlables. Un de ces facteurs, signe d'une bonne performance à la fois du raffinage et de la commercialisation, est le volume des ventes total. Petro-Canada a vendu 51 200 mètres cubes par jour de produits pétroliers raffinés en 1999, contre 49 100 mètres cubes par jour en 1998, maintenant ainsi une tendance à la hausse soutenue. Tandis que la demande globale de produits pétroliers raffinés au Canada a augmenté de seulement 1,3 % en 1999, les volumes totaux vendus par Petro-Canada ont augmenté de 4,4 %. En même temps, nous avons réduit les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires de notre Secteur d'aval à 5,1 cents par litre, par rapport à 5,3 cents en 1998.

Commercialisation

Les activités du segment de la commercialisation des ventes au détail et des ventes en gros ont affiché une solide performance comparativement à la concurrence en 1999, malgré les répercussions négatives du contexte commercial sur le bénéfice total. Le bénéfice d'exploitation du segment de la commercialisation a été de 81 millions $ en 1999, contre 84 millions $ en 1998.

En plus du volume des ventes total, le volume moyen vendu par année, ou débit, par établissement de ventes au détail a lui aussi affiché une solide augmentation, passant à 3,6 millions de litres par établissement, par rapport à 3,5 millions de litres en 1998. Le débit des ventes au détail de Petro-Canada est le plus élevé parmi ceux des sociétés intégrées nationales. De plus, nous avons géré les dépenses rigoureusement et réduit les frais totaux par litre vendu.

Par ailleurs, Petro-Canada a accru sa contribution tirée des produits et services non pétroliers de 12 % en 1999. La contribution non pétrolière accrue est un élément particulièrement important de la rentabilité, car elle atténue l'incidence de la fluctuation des marges bénéficiaires sur l'essence. En 1999, les dépanneurs de Petro-Canada ont enregistré une importante augmentation de leurs ventes grâce à l'expansion du réseau et au lancement de nouveaux produits tels que le café RelaisCafé et la barbotine RelaisFraîcheur Avalanche. Les ventes des lave-autos ont aussi augmenté de façon considérable, grâce à nos efforts continus pour améliorer la qualité des lavages, l'automatisation et la commodité.

Le réseau de ventes au détail de Petro-Canada comptait 1 658 établissements à la fin de l'exercice, dont 885 établissements contrôlés par la Société, les autres appartenant à des tiers. Le réaménagement des établissements de ventes au détail selon notre nouvelle image s'est poursuivi, s'appuyant sur une formule gagnante qui a maintenant fait ses preuves dans des marchés partout au pays. À la fin de 1999, nous avions converti 29 % des établissements que nous contrôlons au nouveau concept. Les établissements conformes à la nouvelle image continuent d'enregistrer de solides augmentations de leurs ventes d'essence, atteignant des débits annuels moyens de 6,8 millions de litres.

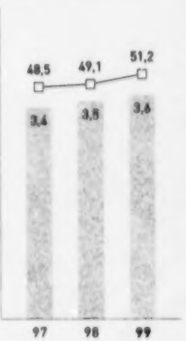
Petro-Canada jouit d'une reconnaissance exceptionnelle de sa marque en tant que *la Petro-station des gens d'ici*. La vigueur de notre marque a été renforcée par une campagne publicitaire primée sur nos Essences d'hiver, soulignant l'accent mis par Petro-Canada sur des produits conçus pour les conditions de conduite particulières du Canada. En mai 1999, nous avons lancé nos nouvelles essences propres contenant du TACTROL, notre additif exclusif de contrôle des dépôts.

Petro-Points, notre programme de fidélisation de la clientèle, continue d'être l'un des plus efficaces en son genre. Nous avons élargi le programme en 1999 grâce à des offres de produits automobiles et de dépanneur améliorées en échange des points. De plus, nous avons lancé le Club Auto Petro-Points, un programme s'articulant autour du véhicule et offrant des services d'assistance routière d'urgence et de planification de voyages. Petro-Points a aussi accueilli un nouveau partenaire, North American Van Lines Canada. À la fin de 1999, environ 4,3 millions de foyers canadiens participaient au programme Petro-Points.

Du côté des ventes en gros, nous continuons de nous appuyer sur notre solide position au sein du marché des transports routiers commerciaux, par l'entremise de notre réseau national d'établissements carte-accès Petro-Pass. En 1999, nous avons accru nos ventes Petro-Pass de 12 % et porté le nombre d'établissements à 196. Pour améliorer le service à la clientèle, nous avons lancé une application Internet qui permet aux gestionnaires de parc de véhicules d'accéder à des données à jour sur les opérations et les prix.

DONNÉES DE VENTES CLÉS

La Secteur d'aval a une fois de plus augmenté les ventes totales et le débit par établissement de ventes au détail.



Débit par établissement de ventes au détail *(en millions de litres par année)*

☐ Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes par jour)*

UTILISATION DES RAFFINERIES

Les raffineries ont fonctionné à pleine capacité en 1999.

Utilisation de la capacité de traitement de brut *(en %)*

– Nous avons augmenté la capacité nominale de traitement de brut de nos raffineries en 1998, par suite d'améliorations apportées aux processus. Le chiffre de 1997 est fondé sur la capacité nominale avant l'augmentation.

Raffinage et approvisionnement

Le segment du raffinage de Petro-Canada s'est amélioré relativement à certaines mesures d'exploitation clés en 1999, mais le contexte commercial extrêmement défavorable a eu une incidence négative sur le bénéfice. Le bénéfice du segment du raffinage et de l'approvisionnement a été de 34 millions $ en 1999, en baisse par rapport à 120 millions $ en 1998.

L'utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries, mesure clé de l'efficience, a atteint 100 % en 1999, en hausse par rapport à 95 % en 1998. Cet excellent taux d'utilisation fait suite à une augmentation de huit pour cent en 1998 de la capacité nominale des raffineries de Petro-Canada, qui est passée à environ 49 000 mètres cubes ou 308 000 barils par jour. Du côté de la production de bitume, nous avons égalé nos ventes records de 1,4 milliard de litres. De plus, nos raffineries ont continué d'améliorer leur indice d'intensité énergétique, mesure de l'efficacité énergétique utilisée à l'échelle de l'industrie.

La raffinerie d'Oakville a maintenant accès à une gamme plus étendue de charges d'alimentation grâce au renversement en 1999 de la canalisation 9 d'Enbridge Inc., qui permet un approvisionnement en pétrole brut léger extracôtier par l'intermédiaire de Montréal. De plus, les raffineries de Petro-Canada se sont conformées à la nouvelle norme réglementaire limitant les niveaux de benzène dans l'essence.

Lubrifiants

L'unité commerciale des Lubrifiants de Petro-Canada a été repositionnée en 1999 et dotée d'une nouvelle équipe de direction et d'une stratégie d'amélioration du rendement financier. La stratégie est centrée sur l'amélioration des marges grâce à l'optimisation de la combinaison de produits, de façon à tirer parti de l'avantage concurrentiel des installations de Mississauga dans la production de produits spéciaux de grande valeur.

La nouvelle approche s'est notamment traduite par une augmentation de huit pour cent des volumes de ventes totaux. La combinaison de produits s'est également améliorée, grâce à une réorientation des volumes de ventes en faveur des produits à marge plus élevée comme les huiles blanches. Toutefois, le bénéfice de 1999 a souffert de la hausse marquée des prix du pétrole brut, qui a accru les coûts des charges d'alimentation, de même que des conséquences d'un incendie aux installations de lubrifiants en janvier.

Perspectives du Secteur d'aval

Marque de choix pour les ventes au détail

Les principaux facteurs de réussite de Petro-Canada dans le domaine des ventes au détail comprennent une offre de produits et de services attrayante, des prix concurrentiels, des établissements ultra-modernes et de solides relations avec la clientèle. Grâce aux efforts déployés au cours des dernières années, notre marque est positionnée de façon à surpasser ses concurrentes sur les marchés des ventes au détail et des ventes en gros.

Nous continuerons d'appliquer notre formule gagnante au réaménagement des établissements de ventes au détail en 2000, en procédant marché par marché, afin de positionner Petro-Canada comme la marque de choix partout au Canada. Notre programme de réaménagement est essentiel à l'augmentation de la contribution non pétrolière et au maintien de la rentabilité en dépit du caractère cyclique du contexte commercial.

Du côté des ventes en gros, nous continuerons d'insister sur l'important marché des transports routiers commerciaux. Nous viserons une croissance mesurée dans notre réseau carte-accès Petro-Pass, tout en améliorant nos produits et services connexes de façon à avoir une offre plus complète qui répond aux besoins du marché du camionnage.

En 2000, nous étudierons des possibilités d'améliorer et d'élargir les applications de la technologie du commerce électronique.

Répondre aux défis de la réglementation sur le raffinage

Le respect de la nouvelle réglementation du gouvernement canadien limitant la teneur en soufre de l'essence représente un défi de taille à moyen terme. La réglementation actuelle exige que la teneur en soufre soit réduite à une moyenne de 150 parties par million entre le milieu de 2002 et la fin de 2004, puis à 30 parties par million d'ici 2005. Petro-Canada appuie les efforts du gouvernement pour améliorer la qualité de l'air. Notre estimation actuelle des dépenses en immobilisations qu'il faudra engager dans l'amélioration des raffineries pour atteindre 30 parties par million sont de l'ordre de 350 à 450 millions $. Cependant, le respect de la norme intérimaire de 150 parties par million constitue un défi financier additionnel. Nous continuons d'évaluer la technologie et les solutions d'exploitation qui pourraient nous permettre de respecter la réglementation environnementale tout en réduisant au minimum les interruptions de l'approvisionnement et les dépenses en immobilisations requises.

Le groupe du raffinage de Petro-Canada continuera à viser une sécurité et une fiabilité élevées des opérations, des résultats améliorés quant à toutes les mesures d'exploitation, de même qu'une part du marché accrue dans certains créneaux ciblés.

Amélioration du rendement des Lubrifiants

Les priorités de l'unité des Lubrifiants en 2000 seront notamment d'accroître davantage les ventes de produits-créneaux de grande valeur, tels que les huiles blanches et les liquides à indice de viscosité très élevé, et de continuer à faire des progrès sur le plan de l'amélioration des processus, des prix et de la fiabilité des installations. Aucune dépense en immobilisations importante n'est nécessaire pour répondre à la réglementation environnementale à venir.

Résultats des Services partagés

Résultats financiers (en millions de dollars)

	1999	1998	1997
Charges nettes avant les frais de restructuration	**(122)**	(103)	(99)
Gains à la vente d'éléments d'actif	**—**	12	—
Charges nettes	**(122)**	(91)	(99)
Sorties nettes avant les frais de restructuration	**(84)**	(68)	(52)

Comparaison de 1999 et de 1998

Les Services partagés sont structurés comme un centre de coûts et englobent les intérêts débiteurs, les produits et les charges d'ordre général de la Société ainsi que les revenus de placement. Les charges nettes des Services partagés ont augmenté en 1999, surtout à cause d'une hausse de 19 millions $ des intérêts débiteurs. Les intérêts débiteurs plus élevés sont le résultat d'une capitalisation réduite des intérêts pour le projet Hibernia.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie (en millions de dollars)

	1999	1998	1997
Activités d'exploitation			
Rentrées nettes	**964**	830	1 263
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation et autre	**(155)**	238	(167)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**809**	1 068	1 096
Activités d'investissement	**(945)**	(628)	(863)
Activités de financement et dividendes	**(89)**	(84)	(190)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	**(225)**	356	43

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes ont augmenté de 16 % en 1999, l'accroissement du bénéfice ayant été neutralisé en partie par des impôts exigibles plus importants. Dans le Secteur d'aval, la méthode de comptabilisation des stocks exigée aux fins de l'impôt a occasionné une augmentation de 141 millions $ des impôts sur le revenu exigibles en 1999, contre une diminution des impôts de 66 millions $ en 1998, ce qui a eu une incidence négative totale de 207 millions $ sur les rentrées nettes d'un exercice à l'autre. Dans le Secteur d'amont, la structure de la société en nom collectif Pétrole et gaz Petro-Canada a occasionné une diminution de 100 millions $ des impôts exigibles en 1999, contre une augmentation de 75 millions $ en 1998, ce qui a eu un effet positif total de 175 millions $ d'un exercice à l'autre.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration (en millions de dollars)

	1999	1998	1997
Secteur d'amont[1]			
Exploration et mise en valeur reliées au pétrole et au gaz de l'ouest du Canada	**276**	361	321
Hibernia et Terra Nova	**283**	225	182
Autre — Grands Bancs	**42**	20	23
Secteur international	**47**	72	70
Syncrude et autres sables pétrolifères	**107**	70	52
Acquisitions de propriétés	**22**	43	112
Autre	**16**	27	45
	793	818	805
Secteur d'aval			
Raffinage et approvisionnement	**110**	125	75
Commercialisation	**90**	133	116
Lubrifiants	**20**	15	20
Autre	**—**	3	4
	220	276	215
Services partagés	**8**	22	29
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration totales	**1 021**	1 116	1 049
Charges reportées et autres éléments d'actif	**5**	17	15
Total	**1 026**	1 133	1 064

1 Comprend des dépenses d'exploration imputées aux résultats de 78 millions $ en 1999, de 95 millions $ en 1998 et de 75 millions $ en 1997.

Comparaison de 1999 et de 1998

Les dépenses en immobilisations de Petro-Canada se sont établies à 1 026 millions $ en 1999, en baisse de neuf pour cent par rapport à 1998. Les dépenses ont diminué à la fois pour le Secteur d'aval et pour les activités d'exploration et de mise en valeur de l'ouest du Canada, ce qui a plus que neutralisé les augmentations des investissements dans les Grands Bancs et les sables pétrolifères.

Dans le Secteur d'amont, la majeure partie des investissements dans les Grands Bancs, soit 241 millions $, a été affectée au projet Terra Nova actuellement en construction. Les dépenses liées à Hibernia ont diminué de 21 millions $, tandis que les autres investissements dans les Grands Bancs, surtout pour la détermination des possibilités futures, sont passés à 42 millions $ par rapport à 20 millions $ en 1998. Avec le progrès du projet d'agrandissement à Syncrude, les dépenses consacrées aux sables pétrolifères ont augmenté de 37 millions $ en 1999. En revanche, les dépenses en immobilisations pour les activités classiques de l'ouest du Canada ont diminué de 24 % et les dépenses ont également diminué dans le cas des activités internationales et des acquisitions de propriétés.

Le Secteur d'aval a ramené ses dépenses en immobilisations à 220 millions $ en 1999, ce qui représente une baisse substantielle par rapport à 276 millions $ pour l'exercice précédent. Ce repli reflète la fin de certaines dépenses en immobilisations de 1998 dans les raffineries de Petro-Canada, notamment pour la réduction de la teneur en benzène de l'essence et un agrandissement du craqueur catalytique à Montréal. Les investissements dans la commercialisation ont aussi diminué, puisque nous avons consolidé nos gains dans le réseau de ventes au détail et de ventes en gros tout en poursuivant le réaménagement progressif d'établissements de ventes au détail selon la nouvelle image.

En 1999, Petro-Canada a vendu des participations dans plusieurs petits champs pétrolifères en contrepartie d'une somme totale de 54 millions $ en espèces. Nous avons aussi investi 22 millions $ pour acquérir des participations dans nos principales propriétés de gaz naturel.

Budget de dépenses en immobilisations de 2000

Compte tenu de la vigueur du bilan de Petro-Canada et de la valeur que nous comptons tirer de nos éléments d'actif principaux, nous porterons les dépenses en immobilisations à environ 1 200 millions $ pour 2000, ce qui représente une hausse de 17 % par rapport à 1999. Nous avons l'intention de financer ce programme d'investissement au moyen de fonds internes.

L'investissement dans les ressources classiques de l'ouest du Canada, surtout le gaz naturel, augmentera de façon importante pour s'établir à 395 millions $ en 2000. Les dépenses dans les Grands Bancs demeureront substantielles et s'établiront à 310 millions $, dont des dépenses de près de 40 millions $ à Hibernia en supposant une stabilisation des opérations, de 190 millions $ à Terra Nova et de 80 millions $ pour de futurs projets éventuels, y compris un montant de capital important pour l'exploration. Nous prévoyons investir 145 millions $ dans Syncrude et d'autres propriétés de sables pétrolifères, pour financer l'agrandissement de Syncrude et évaluer nos ressources en sables pétrolifères *in situ*. Les dépenses internationales devraient augmenter pour s'établir à 105 millions $.

Dans le Secteur d'aval, les dépenses en immobilisations demeureront stables à 220 millions $. Ce niveau d'investissement nous permettra de poursuivre notre excellent programme de ventes au détail et de maintenir des niveaux d'efficience et d'utilisation élevés dans nos raffineries.

Accent sur la rentabilité

La réalisation du potentiel de Petro-Canada nécessite un effort discipliné pour améliorer le rendement et une approche ciblée pour assurer la rentabilité. Nous examinons actuellement tous nos éléments d'actif afin de nous assurer que chacun d'eux contribue à notre résultat net. En conséquence, il est possible que nous élargissions, réduisions ou modifions notre portefeuille d'activités à l'avenir. Les possibilités comprennent la vente de certains éléments d'actif secondaires, en plus des propriétés pétrolières et de l'unité des liquides de gaz naturel de l'ouest du Canada dont il est question à la page 32, de même qu'une restructuration organisationnelle. Aucune décision n'a été prise pour le moment. Ces mesures sont susceptibles d'entraîner une imputation aux résultats de 2000, qui pourrait être importante.

Modifications comptables

L'Institut Canadien des Comptables Agréés a publié de nouvelles normes relatives à la comptabilisation des avantages sociaux futurs des employés, dont les régimes de retraite, et à la comptabilisation des impôts sur les bénéfices. Ces normes, qui sont entrées en vigueur le 1er janvier 2000, ont été adoptées par Petro-Canada au premier trimestre de 2000. Les modifications se traduiront par une réduction de l'avoir des actionnaires et pourraient entraîner plus d'instabilité dans les résultats annuels, bien que leur incidence sur l'état des résultats ne devrait pas être importante.

Activités de financement et dividendes

RATIOS D'ENDETTEMENT CLÉS

Le bilan demeure vigoureux, avec des ratios d'endettement prudents.

■ Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en %)*

□ Dette aux rentrées nettes *(fois)*

COUVERTURE DES INTÉRÊTS

Un ratio de couverture des intérêts positif démontre que le bénéfice suffit amplement à couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

■ Couverture des intérêts *(fois)*

- Ratio calculé en fonction du BAIIADE.

Sources du capital utilisé (en millions de dollars)

	1999	1998	1997
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an	1 711	1 829	1 491
Effets à payer — Hibernia	—	—	250
Avoir des actionnaires	4 083	3 936	3 922
	5 794	5 765	5 663
Perte de change sur la dette à long terme[1]	(87)	(212)	(145)
Total	5 707	5 553	5 518

1 La perte de change sur la dette à long terme est amortie sur la durée restante de la dette. La durée moyenne pondérée de la dette était de 19 ans au 31 décembre 1999.

Petro-Canada a établi des objectifs d'endettement maximums afin de maintenir la vigueur de son bilan et sa flexibilité sur le plan financier. Ces objectifs comprennent un ratio de la dette aux rentrées nettes de 2,0 fois et un ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires de 30 %.

La dette totale a diminué de 118 millions $, surtout en raison de l'effet de la remontée du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain sur la dette libellée en dollars américains. En vertu du régime financier propre au champ pétrolifère extracôtier Hibernia, Petro-Canada avait accès à des emprunts totaux de 250 millions $ garantis par le gouvernement du Canada. En 1999, nous avons volontairement renoncé à notre admissibilité à cette facilité d'emprunt.

En octobre, Petro-Canada a porté son dividende trimestriel de 0,08 $ à 0,10 $ par action ordinaire et à droit de vote variable, ce qui a fait passer les dividendes déclarés à 92 millions $ en 1999, par rapport à 87 millions $ en 1998.

Petro-Canada continuera de satisfaire à ses besoins en matière de fonds de roulement et de financement provisoire au moyen de ses liquidités et de l'émission de titres d'emprunt à court terme, au besoin. Aux fins de son exploitation, Petro-Canada a accès à des lignes de crédit bancaires et à un programme de papier commercial totalisant 1 175 millions $, qui s'appuie sur des facilités de crédit consenties et à vue accordées par plusieurs grandes institutions financières canadiennes. Au 31 décembre 1999, le programme de papier commercial n'était pas utilisé puisque le montant net de notre encaisse et de nos placements à court terme était de 206 millions $. Vers la fin de 1999, nous avons annulé une ligne de crédit bancaire syndiquée d'un montant de 1 125 millions $ qui avait été contractée au début de 1999 pour des besoins d'ordre général de la Société et des acquisitions.

La cote de crédit attribuée par Moody's Investor Service à la dette à long terme non garantie de Petro-Canada est de A3 et celle attribuée par Standard & Poor's est de BBB+. Les cotes de crédit attribuées par la Dominion Bond Rating Service et la Société canadienne d'évaluation du crédit aux effets à long terme et aux débentures non garantis de Petro-Canada sont de A dans les deux cas.

Ratios financiers

	1999	1998	1997
Ratio de liquidité générale	1,2	1,4	1,3
Couverture des intérêts (fois)			
— en fonction du bénéfice	3,7	2,2	5,3
— en fonction du BAIIADE	7,9	6,3	9,2
— en fonction des rentrées nettes	8,2	6,7	9,4
Dette aux rentrées nettes (fois)	1,8	2,2	1,4
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	29,5	31,7	30,7

GESTION DES RISQUES

La direction veille à l'ensemble de l'orientation, de la conduite et du contrôle des activités de gestion des risques de la Société, selon le mandat, les politiques et les lignes directrices établis par le Conseil d'administration. Nous avons recours aux opérations de couverture, à l'assurance et à d'autres techniques.

Notre politique de gestion des risques interdit l'utilisation d'instruments dérivés à des fins spéculatives. Petro-Canada a recours à des instruments dérivés uniquement pour couvrir les volumes de ses produits comme tels. À moins d'une autorisation expresse du Conseil d'administration, la durée des instruments de couverture ne peut dépasser 18 mois. Nous négocions des instruments dérivés avec des parties qui possèdent une cote de crédit à long terme minimale de A (à moins d'une autorisation spéciale du Conseil d'administration), en vertu d'un accord de l'International Swap Dealers Association. Les limites de crédit tiennent compte des risques de perte actuels et éventuels imputables à la non-exécution des obligations d'une partie et réduisent la concentration du risque de crédit lié à une partie quelconque prise individuellement. Le suivi et les rapports sur le portefeuille d'instruments dérivés comprennent notamment l'évaluation périodique de la juste valeur de tous les instruments dérivés en circulation.

Petro-Canada utilise des instruments dérivés pour couvrir les risques auxquels elle est exposée en raison des fluctuations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. L'effet net des couvertures reliées aux marchandises, aux devises et aux taux d'intérêt au cours de 1999 a été de réduire le bénéfice d'environ 33 millions $ après impôts.

Au 31 décembre 1999, Petro-Canada avait vendu à terme environ 21 000 barils par jour de la production de pétrole brut du premier trimestre de 2000 à un prix de 22,55 $ US le baril. Nous avons vendu à terme environ 106 millions de pieds cubes de la production quotidienne de gaz naturel à un prix moyen minimum de 2,96 $ le millier de pieds cubes équivalant au prix à la sortie de l'usine en Alberta et en Colombie-Britannique. Des contrats d'échange à terme sur écart étaient en place pour diversifier le risque lié aux prix obtenus pour les produits du portefeuille et gérer le risque lié au transport. Un faible pourcentage des marges sur le mazout domestique pour l'année civile 2000 a été vendu à terme et des contrats sur pétrole brut ont été achetés à terme pour atténuer le risque lié aux marges sur les ventes de produits à prix fixe. Des couvertures à court terme étaient aussi en place pour l'approvisionnement relié au raffinage et les achats de produits.

À l'avenir, les instruments dérivés serviront principalement à couvrir les transactions sur les produits comme tels pour les besoins de l'exploitation et à faciliter les ventes aux clients et les transactions financières. Il arrive parfois que la Société couvre les prix et les marges dans le cas des marchandises afin de tirer parti d'occasions qui représentent une valeur extraordinaire.

Nous gérons les risques liés à nos activités d'exploitation en appliquant des processus exhaustifs d'évaluation des risques et de gestion des pertes et maintenons des couvertures d'assurance appropriées. Petro-Canada souscrit des couvertures d'assurance sur le marché mondial auprès d'assureurs jouissant d'une bonne santé financière. Les garanties maximales sont fondées sur des évaluations techniques des risques et les franchises sont établies à des niveaux qui tiennent compte de notre capacité d'assumer les risques.

RESPONSABILITÉ À TITRE DE SOCIÉTÉ

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE PAR RAPPORT À LA PRODUCTION

Les investissements dans l'efficacité énergétique ont réduit les émissions totales de gaz à effet de serre.

□ Production totale du Secteur d'amont et du Secteur d'aval *(en millions de mètres cubes équivalent pétrole par année)*

■ Émissions de GES *(en kilotonnes par année)*

– Les données de 1999 ne sont pas encore disponibles.

Petro-Canada considère le maintien de normes élevées en matière de responsabilité comme une saine pratique de gestion. Une gérance responsable à l'égard de l'environnement réduit les coûts, un milieu de travail sûr et sain accroît la productivité et l'investissement dans les collectivités où nous sommes présents favorise l'appui à nos activités. Notre *Code des pratiques commerciales*, approuvé par le Conseil d'administration, définit les normes de comportement et d'éthique devant être respectées dans toutes nos activités commerciales.

Protection de l'environnement

En tant qu'entreprise du secteur des ressources naturelles, nous reconnaissons que de saines pratiques environnementales font partie intégrante des activités que nous menons. Nous avons consacré environ 145 millions $ aux programmes environnementaux en 1999, dont des dépenses en immobilisations de 70 millions $ pour l'amélioration des installations et des frais d'exploitation de 75 millions $. Nous prévoyons que les dépenses que nous devrons engager pour répondre aux défis environnementaux augmenteront avec le temps, puisque l'industrie pétrolière et gazière est de plus en plus visée par l'opinion publique et la réglementation en matière de protection de l'environnement. La gestion environnementale de Petro-Canada s'articule à l'intérieur d'un cadre de Gestion globale des pertes, suivant lequel chaque unité commerciale doit subir une importante vérification interne tous les quatre ans. Nous avons mené cinq vérifications de ce genre en 1999.

Nous tenons compte des considérations environnementales à toutes les étapes de la planification et de la mise en œuvre des projets, évaluant les impacts éventuels sur la vie du projet. L'évaluation de la valeur sur le cycle de vie nous permet de réduire les impacts environnementaux dès le départ, plutôt que d'avoir à les atténuer plus tard à grands frais.

En 1999, Petro-Canada a mis un accent particulier sur la réduction des émissions de soufre, la réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique, la réduction des dépassements totaux par rapport aux permis environnementaux dans le Secteur d'amont et la réduction des rejets totaux d'effluents dans le Secteur d'aval.

Réduction des émissions de soufre

Le soufre est présent à l'état naturel dans le pétrole et le gaz naturel bruts. On l'enlève au moyen de certains procédés dans les raffineries et les usines à gaz et le soufre ainsi récupéré est vendu comme marchandise sur les marchés internationaux. Le soufre est un polluant atmosphérique lorsqu'il est émis sous forme de dioxyde de soufre ou d'hydrogène sulfuré.

DÉPASSEMENTS PAR RAPPORT AUX PERMIS DANS LE SECTEUR D'AMONT

Le Secteur d'amont a considérablement réduit les émissions dépassant les limites des permis.

□ Nombre de dépassements par rapport aux permis

Petro-Canada a eu beaucoup de succès dans la réduction des émissions de soufre, à la fois dans son Secteur d'amont et son Secteur d'aval. En 1999, nous avons réduit les émissions totales de 11 %, les ramenant à 31 900 tonnes par rapport à 35 900 tonnes en 1998, surtout grâce à l'utilisation de bruts moins sulfureux comme charges d'alimentation dans nos raffineries.

Le Secteur d'aval de Petro-Canada fait face à la nécessité de respecter les limites relatives à la teneur en soufre de l'essence (voir à la page 39). Cependant, la réduction du soufre dans l'essence soulève d'autres problèmes environnementaux, puisqu'il faut utiliser plus d'énergie dans le procédé de raffinage pour éliminer le soufre. La réduction des niveaux de soufre peut donc occasionner une hausse des émissions de gaz à effet de serre. Petro-Canada évalue une nouvelle technologie qui permettrait de respecter la nouvelle norme rigoureuse sur la teneur en soufre de l'essence, tout en maximisant l'efficacité énergétique.

Progrès sur le plan des émissions de gaz à effet de serre

Une autre priorité environnementale pour Petro-Canada est de réduire au minimum les émissions de gaz à effet de serre, principalement le dioxyde de carbone et le méthane, qu'on a associées au changement climatique mondial. Nous appuyons le programme Mesures volontaires et Registre du Défi-climat canadien et nous avons reçu un Prix de leadership dans le cadre du programme en 1999 pour nos réalisations sur le plan de la mesure et de la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre.

Petro-Canada a considérablement réduit ses émissions annuelles de gaz à effet de serre par unité de production. En 1998 seulement, nous avons retranché plus de 70 000 tonnes de nos émissions annuelles, surtout grâce à une amélioration de l'efficacité énergétique de huit pour cent dans le Secteur d'amont et de deux pour cent dans le Secteur d'aval. Les émissions totales de gaz à effet de serre de Petro-Canada pour 1998 se situaient à moins de un pour cent de leur niveau de 1990, en dépit d'une augmentation de 29 % de la production durant cette période.

Exploration des possibilités relatives aux combustibles de remplacement

Les préoccupations environnementales pourraient engendrer une demande croissante sur le marché de combustibles à faibles émissions. Les piles à combustible représentent une technologie prometteuse et attrayante sur le plan environnemental. Petro-Canada se maintient à l'avant-garde du progrès dans ce domaine et compte participer à la distribution éventuelle de combustible aux Canadiens, peu importe le type de combustible employé. Comme étape préliminaire, en juin 1999, Petro-Canada a annoncé un protocole d'entente avec Ballard Power Systems Inc. et Methanex Corporation, en vertu duquel les trois entreprises collaboreront à un projet de démonstration pilote prévoyant l'approvisionnement et la distribution d'un combustible approprié pour les véhicules munis de piles à combustible.

Également en 1999, on a entrepris la construction d'une petite usine afin de démontrer la viabilité commerciale d'une technologie de pointe, développée par Iogen Corporation, visant la production de carburant éthanol à partir de la biomasse. Cette technologie canadienne utilise des enzymes pour décomposer la cellulose présente dans les sous-produits de la foresterie et de l'agriculture. Le procédé offre la possibilité de réduire les émissions de gaz à effet de serre connexes de plus de 90 % comparativement à la production et à l'utilisation de l'essence. Petro-Canada s'est engagée à financer la phase de recherche et de développement de cette technologie prometteuse, en vue de démontrer la viabilité commerciale d'une plus grande usine qui pourrait éventuellement être financée de façon indépendante.

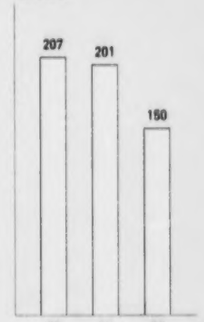
Amélioration des indicateurs clés dans le Secteur d'amont et le Secteur d'aval

En général, Petro-Canada exploite ses installations en respectant amplement les limites permises pour les rejets de polluants, mais ces limites sont parfois dépassées, habituellement durant de très courtes périodes. Les dépassements se produisent lorsque les rejets dépassent temporairement les niveaux spécifiés dans le permis d'exploitation d'une installation, typiquement à cause de la perturbation d'un procédé industriel. Dans le Secteur d'amont, les dépassements par rapport aux permis sont un indicateur clé de la performance environnementale. Nous avons réduit les dépassements de façon considérable, c'est-à-dire de 50 % en 1998 et de 21 % de plus en 1999. Nous nous efforçons de respecter tous les permis en tout temps.

Dans le Secteur d'aval, la législation fédérale exige la mesure et la déclaration de cinq « polluants conventionnels » produits par nos activités de raffinage. En 1999, Petro-Canada a réduit de 25 % les rejets totaux de ces effluents provenant de ses raffineries et de ses installations de lubrifiants, grâce à la mise en œuvre de meilleurs contrôles des processus et de meilleures méthodes de traitement, ainsi qu'à l'amélioration des méthodes d'essai et des analyses.

REJETS D'EFFLUENTS DES RAFFINERIES

Nos raffineries ont considérablement réduit les rejets de polluants en 1999.



□ Total des cinq polluants *(en tonnes)*

– Comprend cinq « polluants conventionnels » tels qu'ils sont définis par Environnement Canada. Ces polluants sont les composés phénoliques, les huiles et les graisses, les composés sulfurés, les solides en suspension et l'ammoniac.

Création d'un milieu de travail sain

Petro-Canada s'emploie à assurer la sécurité et le bien-être de tous ses employés, des opérateurs de machinerie au personnel de bureau. Un indicateur clé à cet égard est la fréquence des blessures à consigner subies par les employés, lesquelles ont diminué de près de 30 % en 1999, ayant été ramenées à 1,01 blessure par 200 000 heures-personnes comparativement à 1,42 en 1998. Il y a eu 47 blessures au total en 1999 et leur gravité, mesurée d'après le temps perdu, a diminué de près de 45 % par rapport à 1998. Nous maintenons nos efforts pour les réduire davantage, notamment grâce à un nouveau système d'information intégré permettant une meilleure analyse des causes des blessures, de façon à améliorer la prévention.

Bien que les blessures à consigner soient des indicateurs très visibles de la sécurité dans le milieu de travail, nous nous penchons également sur des questions plus larges reliées à la santé et au bien-être des employés. Les évaluations ergonomiques se sont poursuivies en 1999, tout comme diverses mesures relatives au bien-être et à la condition physique des employés.

Concrétisation de notre vision sociale par l'investissement dans la collectivité

Petro-Canada travaille à concrétiser la vision sociale qu'elle a lancée en 1998, en se concentrant sur le développement du talent, de l'esprit d'innovation et de l'expertise des Canadiens grâce à l'éducation. Petro-Canada investit dans l'avenir du Canada en finançant un large éventail de programmes éducatifs destinés aux jeunes, dont plusieurs dans le domaine de l'environnement. Petro-Canada appuie également de nombreux organismes sans but lucratif qui offrent à nos collectivités des services sociaux et de santé très en demande pour s'attaquer à des problèmes tels que la pauvreté, la faim chez les enfants, l'itinérance et la violence familiale.

En 1999, Petro-Canada a investi 5,0 millions $ dans 325 organismes sans but lucratif œuvrant dans les domaines de l'éducation, de l'environnement, de la santé et des services communautaires et des arts et de la culture partout au Canada. En tant qu'Entreprise généreuse Imagine, dans le cadre d'un programme du Centre canadien de philanthropie, nous nous efforçons d'investir un pour cent de notre bénéfice avant impôts dans des œuvres caritatives.

Les employés de Petro-Canada ont une fois de plus démontré leur engagement personnel à l'égard de l'investissement dans la collectivité en 1999, comme en témoignent les dons records de 1,2 million $ versés à Centraide/United Way. Ces dons combinés de la Société et des employés ont augmenté de 102 000 $ par rapport à 1998. De plus, Petro-Canada a versé une somme égale à celle des dons des employés à la Croix Rouge pour ses efforts de secours partout dans le monde, portant le total des dons à 140 000 $.

Pour encourager et appuyer le bénévolat chez les employés, Petro-Canada a accordé 287 subventions en 1999 à des employés et à des retraités de partout au Canada, afin que chacun d'eux remette 300 $ à l'organisme sans but lucratif qu'il appuie de façon bénévole.

Voici des exemples d'investissement dans la collectivité en 1999 :

Bourses du Programme de récompenses aux jeunes innovateurs de Petro-Canada à six jeunes chercheurs dans divers collèges, instituts et universités au Canada. Depuis 1994, nous avons investi près de 4 millions $ dans ce programme phare de recherche et d'éducation.

Bourses du Fonds de bourses d'études du flambeau olympique de Petro-Canada totalisant 20 000 $, afin de permettre à 139 athlètes et entraîneurs canadiens de poursuivre leurs études tout en s'entraînant pour la compétition.

Bourses d'études totalisant 60 000 $ décernées à 27 étudiants autochtones par l'entremise de la Fondation nationale des prix d'excellence aux autochtones. Depuis 1985, la Société a investi plus de 570 000 $ pour aider les étudiants autochtones à obtenir des diplômes reliés au secteur pétrolier et gazier.

Aide financière accordée à 28 établissements d'enseignement post-secondaire, du Northern Lights College de Fort St. John à l'Université Memorial de St. John's. À cette université ainsi qu'à l'Université de Calgary, Petro-Canada parraine des chaires pour les femmes en sciences et en génie.

Voici des exemples d'initiatives lancées en 1999 :

La Edmonton Zoo School, qui donne à de jeunes étudiants l'occasion d'intégrer des aspects de leur programme scolaire dans un stage d'étude d'une semaine sur les animaux et leur habitat.

Le programme Learning Through the Arts du Royal Conservatory of Music, prévoyant des visites d'artistes dans les salles de classe pour aider les professeurs à livrer leur matière au moyen de musique, de contes, de spectacles de marionnettes, de danse, de représentations théâtrales et d'arts visuels.

Le programme Climate Change Action du Conservation Corps of Newfoundland and Labrador, qui favorise la conservation de l'énergie grâce à des vérifications environnementales dans les foyers.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS

La direction est responsable de la préparation et de la présentation des états financiers consolidés de la Société. Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus et comprennent nécessairement certaines estimations faites au meilleur jugement de la direction. Les autres renseignements du Rapport annuel correspondent, le cas échéant, à ceux des états financiers.

La direction est également chargée de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la préservation de l'actif et à la fiabilité des renseignements financiers servant à la préparation des états financiers.

Le cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. a été nommé par les actionnaires à titre de vérificateurs externes pour effectuer une vérification indépendante et exprimer son opinion sur les états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs fait état de l'opinion des vérificateurs externes et de l'étendue de leur vérification. La Société a également confié à Arthur Andersen s.r.l. d'autres services de vérification, notamment l'examen du système de contrôle interne visant à assurer l'absence de faiblesses importantes.

Le Conseil d'administration doit veiller à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne. Le Conseil d'administration assume ces responsabilités avec l'aide de son Comité de vérification.

Ronald A. Brenneman
Président et chef de la direction

Ernest F.H. Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Le 27 janvier 2000

COMITÉ DE VÉRIFICATION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration veille à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne avec l'aide de son Comité de vérification.

Composé d'au moins trois administrateurs (cinq actuellement) qui ne sont pas des employés de la Société, le Comité passe en revue les états financiers annuels consolidés avant qu'ils soient approuvés par le Conseil d'administration. En outre, le Comité examine les renseignements financiers contenus dans les prospectus et dans les rapports exigés par les organismes de réglementation, le cas échéant, ainsi que ceux qui figurent dans les comptes rendus trimestriels.

Le Comité examine les modalités de la mission des vérificateurs externes, leur programme annuel de vérification, leur rapport et les résultats de la vérification. Le Comité recommande également au Conseil d'administration un cabinet de vérificateurs externes devant être nommé par les actionnaires.

Pour ce qui est de la mission impartie au cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. à titre de vérificateurs contractuels chargés d'effectuer l'examen du système de contrôle interne, le Comité reçoit des rapports périodiques, étudie les conclusions et les recommandations importantes et approuve la lettre de mission et le programme annuel de vérification, qui est basé sur une évaluation des risques.

Des membres de la haute direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs contractuels assistent à toutes les réunions du Comité de vérification, et tous ont la possibilité de rencontrer les membres du Comité en privé.

Claude Fontaine
Président du Comité de vérification

Le 27 janvier 2000

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de Petro-Canada,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada aux 31 décembre 1999 et 1998 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1999. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 1999 et 1998 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des trois exercices de la période terminée le 31 décembre 1999 selon les principes comptables généralement reconnus.

Arthur Andersen s.r.l.
Comptables agréés
Calgary, Alberta

Le 27 janvier 2000

État consolidé des résultats

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**1999**	1998	1997
PRODUITS			
Exploitation	**6 095 $**	4 951 $	6 017 $
Revenus de placement et autres produits	**52**	65	79
	6 147	5 016	6 096
CHARGES			
Achats de pétrole brut et de produits	**3 436**	2 413	3 183
Production, raffinage et commercialisation	**1 236**	1 309	1 352
Frais généraux et administratifs (Note 4)	**221**	265	194
Exploration	**78**	95	75
Amortissement et déplétion	**558**	530	482
Taxes autres que les impôts sur le revenu	**55**	63	68
Intérêts	**141**	122	106
	5 725	4 797	5 460
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE REVENU	**422**	219	636
PROVISION POUR IMPÔTS SUR LE REVENU (Note 5)			
Exigibles	**147**	166	(41)
Reportés	**42**	(42)	371
	189	124	330
BÉNÉFICE NET	**233 $**	95 $	306 $
BÉNÉFICE PAR ACTION (en dollars) (Note 6)	**0,86 $**	0,35 $	1,13 $

État consolidé des bénéfices non répartis

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**1999**	1998	1997
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DÉFICIT) AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**147 $**	139 $	(88)$
Bénéfice net	**233**	95	306
Dividendes sur les actions ordinaires et à droit de vote variable	**(92)**	(87)	(79)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	**288 $**	147 $	139 $

État consolidé des flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	**1999**	1998	1997
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net	**233 $**	95 $	306 $
Éléments sans effet sur les rentrées nettes (Note 7)	**653**	640	882
Charges d'exploration (Note 12)	**78**	95	75
Rentrées nettes	**964**	830	1 263
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation et autre (Note 8)	**(155)**	238	(167)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**809**	1 068	1 096
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**(1 021)**	(1 116)	(1 049)
Produit de la vente d'éléments d'actif (Note 9)	**81**	505	201
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif, montant net	**(5)**	(17)	(15)
	(945)	(628)	(863)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT ET DIVIDENDES			
Dividendes sur actions ordinaires et à droit de vote variable	**(92)**	(87)	(79)
Réduction de la dette à long terme	**(3)**	(140)	(114)
Produit de l'émission d'actions ordinaires et à droit de vote variable	**6**	6	3
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	**—**	387	—
Diminution des effets à payer — Hibernia	**—**	(250)	—
	(89)	(84)	(190)
(DIMINUTION) AUGMENTATION DE L'ENCAISSE ET DES PLACEMENTS À COURT TERME	**(225)**	356	43
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**431**	75	32
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME À LA FIN DE L'EXERCICE	**206 $**	431 $	75 $

Bilan consolidé

(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	1999	1998
ACTIF		
ACTIF À COURT TERME		
Encaisse et placements à court terme (Note 10)	**206 $**	431 $
Débiteurs	**941**	683
Stocks (Note 11)	**501**	455
Charges payées d'avance	**25**	15
	1 673	1 584
IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET (Note 12)	**6 719**	6 433
CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF (Note 13)	**269**	381
	8 661 $	8 398 $
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
PASSIF À COURT TERME		
Créditeurs et charges à payer	**1 307 $**	1 063 $
Impôts sur le revenu à payer	**72**	95
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**4**	3
	1 383	1 161
DETTE À LONG TERME (Note 14)	**1 707**	1 826
CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF (Note 15)	**355**	362
IMPÔTS SUR LE REVENU REPORTÉS	**1 133**	1 113
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (Note 21)		
AVOIR DES ACTIONNAIRES (Note 16)	**4 083**	3 936
	8 661 $	8 398 $

Approuvé au nom du Conseil d'administration

Ronald A. Brenneman
Administrateur

Claude Fontaine
Administrateur

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(montants des tableaux exprimés en millions de dollars canadiens)

Note 1 SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(a) Principes de présentation Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la « Société ») et sont conformes, à tous égards importants, aux principes comptables généralement reconnus au Canada.

La préparation des états financiers exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants d'actif et de passif présentés et les éventualités communiquées à la date des états financiers, de même que sur les montants de produits et de charges présentés durant la période visée.

(b) Encaisse et placements à court terme L'encaisse et les placements à court terme comprennent les liquidités en banque, moins les chèques en circulation, et les dépôts échéant à moins d'un an.

(c) Stocks Les stocks sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût du pétrole brut et des produits est établi principalement selon la méthode du « dernier entré, premier sorti ».

(d) Placements Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations corporelles Les investissements dans les activités d'exploration et de mise en valeur sont comptabilisés selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En vertu de cette méthode, les coûts d'acquisition des propriétés non prouvées sont capitalisés. Les coûts des puits d'exploration sont initialement capitalisés jusqu'à l'établissement de réserves prouvées. Les coûts des puits auxquels on attribue des réserves prouvées demeurent capitalisés tandis que les coûts des puits infructueux sont imputés aux résultats. Tous les autres coûts d'exploration sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de mise en valeur, incluant les coûts de tous les puits, sont capitalisés.

La presque totalité des activités d'exploration et de mise en valeur de la Société est menée conjointement avec d'autres parties. Les états financiers ne tiennent compte que de la participation proportionnelle de la Société dans ces activités.

Les intérêts débiteurs sur les dettes liées à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés pendant la période de construction.

(f) Amortissement et déplétion L'amortissement et la déplétion des coûts capitalisés des propriétés productrices de pétrole et de gaz sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

L'amortissement des autres immobilisations corporelles est calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif concernés, selon ce qui convient le mieux.

La valeur comptable des propriétés non prouvées est évaluée périodiquement et toute perte de valeur, le cas échéant, est imputée aux résultats.

(g) Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites Des provisions pour les frais futurs estimatifs d'enlèvement et de restauration des sites qui sont probables et qui peuvent être déterminés de façon raisonnable sont constituées selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux.

(h) Conversion des devises Les éléments d'actif et de passif monétaires sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les autres éléments d'actif, ainsi que l'amortissement et la déplétion correspondants, les autres éléments de passif, les produits et les autres charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de chacune des opérations. Les gains ou les pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains ou des pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de titres d'emprunt à long terme, qui sont reportés et amortis sur la durée restante de ces titres.

Les opérations à l'étranger sont intégrées aux autres activités de la Société et converties de la façon décrite ci-dessus.

(i) Opérations de couverture La Société a recours à des instruments dérivés pour réduire les risques liés aux fluctuations des devises, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Les gains et les pertes relatifs à ces contrats, qui constituent tous des couvertures efficaces, sont reportés et comptabilisés comme faisant partie de l'opération à laquelle ils se rattachent.

(j) Avantages complémentaires de retraite En plus de ses régimes de retraite, la Société offre à ses employés retraités admissibles des avantages complémentaires de retraite, dont l'assurance-maladie, l'assurance dentaire et l'assurance-vie. Le coût actuariel associé à ces avantages est comptabilisé en fonction de la durée estimative de la carrière active des employés.

(k) Régime d'options d'achat d'actions La Société offre un régime d'options d'achat d'actions aux administrateurs, aux dirigeants et à certains employés. La contrepartie versée au moment de la levée des options d'achat d'actions est portée au crédit des actions ordinaires et à droit de vote variable et aucune charge de rémunération n'est comptabilisée au moment de l'émission des options d'achat d'actions ou des actions.

Note 2 INFORMATION SECTORIELLE

La Société exerce ses activités dans deux secteurs :

Le Secteur d'amont, comprenant les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de transport et de commercialisation reliées au pétrole brut, au gaz naturel, au propane, aux liquides des champs gazéifères, au soufre et aux sables pétrolifères, ainsi que l'extraction des liquides de gaz naturel.

Le Secteur d'aval, comprenant l'achat et la vente de pétrole brut, le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers, ainsi que la distribution et la commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés.

Le tableau ci-dessous présente l'information financière par secteur d'activité comme si chaque secteur était une entité commerciale distincte. Les cessions de produits entre secteurs, comptabilisées à leur valeur marchande, sont éliminées au moment de la consolidation. Les Services partagés englobent les revenus de placement, les intérêts débiteurs de même que les produits et les charges d'ordre général. Les éléments d'actif des Services partagés comprennent principalement l'encaisse et les placements à court terme, ainsi que les autres éléments d'actif d'ordre général de la Société.

	Secteur d'amont			Secteur d'aval			Services partagés			Total consolidé		
	1999	1998	1997	**1999**	1998	1997	**1999**	1998	1997	**1999**	1998	1997
Produits												
Ventes aux clients et autres produits	**1 174 $**	944 $	1 131 $	**4 975 $**	4 057 $	4 971 $	**(2)$**	15 $	(6)$	**6 147 $**	5 016 $	6 096 $
Ventes intersectorielles	**516**	492	698	**14**	11	9	**—**	—	—			
Produits sectoriels	**1 690 $**	1 436 $	1 829 $	**4 989 $**	4 068 $	4 980 $	**(2)$**	15 $	(6)			
Bénéfice												
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	**930 $**	618 $	854 $	**335 $**	444 $	505 $	**(66)$**	(32)$	(60)$	**1 199 $**	1 030 $	1 299 $
Amortissement et déplétion	**399**	385	347	**158**	137	128	**1**	8	7	**558**	530	482
Charges d'exploration	**78**	95	75	**—**	—	—	**—**	—	—	**78**	95	75
Intérêts	**—**	—	—	**—**	—	—	**141**	122	106	**141**	122	106
Provision pour (recouvrement des) impôts sur le revenu												
— exigibles	**52**	151	(67)	**192**	73	113	**(97)**	(40)	(87)	**147**	184	(41)
— reportés	**152**	(72)	313	**(121)**	65	45	**11**	(31)	13	**42**	(38)	371
Frais de restructuration (Note 4)	**—**	—	—	**—**	—	—	**—**	—	—	**—**	42	—
Bénéfice net (perte nette)	**249 $**	59 $	186 $	**106 $**	169 $	219 $	**(122)$**	(91)$	(99)$	**233 $**	95 $	306 $
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration												
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**793 $**	818 $	805 $	**220 $**	276 $	215 $	**8 $**	22 $	29 $	**1 021 $**	1 116 $	1 049 $
Charges reportées et autres éléments d'actif	**(3)**	15	9	**(5)**	(7)	10	**13**	9	(4)	**5**	17	15
	790 $	833 $	814 $	**215 $**	269 $	225 $	**21 $**	31 $	25 $	**1 026 $**	1 133 $	1 064 $
Total de l'actif	**5 052 $**	4 635 $	4 765 $	**3 301 $**	3 070 $	3 085 $	**308 $**	693 $	488 $	**8 661 $**	8 398 $	8 338 $
Capital utilisé	**3 525 $**	3 306 $	3 270 $	**2 084 $**	1 958 $	2 003 $	**98 $**	289 $	245 $	**5 707 $**	5 553 $	5 518 $

Note 3 TAXES ET REDEVANCES À LA COURONNE

Outre la provision pour impôts sur le revenu et les autres taxes comprises dans l'état consolidé des résultats, les éléments suivants ont été perçus ou produits pour le compte des gouvernements et ont été payés ou sont payables par la Société :

	1999	1998	1997
Taxes provinciales de vente et sur les carburants	**1 464 $**	1 418 $	1 356 $
Taxes d'accise fédérales	**839**	819	820
Taxe sur les produits et services perçue	**632**	602	680
Redevances à la Couronne, en espèces et en nature	**171**	125	217
	3 106 $	2 964 $	3 073 $

Note 4 FRAIS GÉNÉRAUX ET ADMINISTRATIFS

Les frais généraux et administratifs de 1998 comprennent une provision de 64 millions $ avant impôts sur le revenu pour la restructuration de l'administration du Secteur d'aval de la Société. La provision a réduit le bénéfice net de 1998 de 42 millions $.

Note 5 IMPÔTS SUR LE REVENU

Le calcul de la provision pour impôts sur le revenu, qui nécessite un redressement du bénéfice avant impôts sur le revenu pour tenir compte des éléments non imposables et non déductibles, se présente comme suit :

	1999	1998	1997
Bénéfice avant impôts sur le revenu	**422 $**	219 $	636 $
Ajouter (déduire) :			
Redevances et autres paiements non déductibles à des gouvernements provinciaux, montant net	**170**	130	198
Déduction relative aux ressources	**(213)**	(123)	(188)
Amortissement, déplétion et aliénations non déductibles	**70**	125	145
Participation aux bénéfices de sociétés du même groupe	**(11)**	(10)	(7)
Autre	**3**	(13)	7
Bénéfice redressé avant impôts sur le revenu	**441 $**	328 $	791 $
Taux de l'impôt fédéral canadien sur le revenu	**38,0 %**	38,0 %	38,0 %
Impôt fédéral canadien sur le revenu appliqué au bénéfice redressé	**168 $**	125 $	301 $
Impôt des grandes sociétés	**14**	14	14
Impôts provinciaux et autres impôts sur le revenu, déduction faite de l'abattement fédéral	**28**	14	34
Dégrèvements et autre	**(21)**	(29)	(19)
Provision pour impôts sur le revenu	**189 $**	124 $	330 $
Taux d'imposition effectif appliqué au bénéfice avant impôts sur le revenu	**44,8 %**	56,6 %	51,9 %

Des questions complexes touchant les impôts sur le revenu, nécessitant l'interprétation de règlements en constante évolution, se posent au moment du calcul de la provision pour impôts sur le revenu. La direction estime qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard de toutes les questions de cette nature.

Note 6 BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice non dilué par action, compte tenu du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et à droit de vote variable en circulation en 1999 de 271,5 millions (271,2 millions en 1998; 270,9 millions en 1997), a été de 0,86 $ pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999 (0,35 $ en 1998; 1,13 $ en 1997). Le bénéfice dilué par action, calculé selon l'hypothèse que toutes les options d'achat d'actions en circulation ont été levées, ne diffère pas du bénéfice non dilué par action.

Note 7 ÉLÉMENTS SANS EFFET SUR LES RENTRÉES NETTES

	1999	1998	1997
Amortissement et déplétion	**558 $**	530 $	482 $
Impôts sur le revenu reportés	**42**	(42)	371
Provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**29**	28	30
Amortissement des pertes de change non matérialisées	**21**	24	16
(Gain) perte à la vente d'éléments d'actif	**(3)**	3	(32)
Reclassement d'impôts sur le revenu exigibles dans le produit de la vente d'éléments d'actif (Note 9)	**—**	87	—
Autre	**6**	10	15
	653 $	640 $	882 $

Note 8 (AUGMENTATION) DIMINUTION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION ET AUTRE

	1999	1998	1997
Débiteurs	**(258) $**	221 $	39 $
Impôts sur le revenu à recouvrer	**—**	68	(68)
Stocks	**(46)**	55	(38)
Charges payées d'avance	**(10)**	5	8
Créditeurs et charges à payer	**244**	(126)	(7)
Impôts sur le revenu à payer	**(23)**	95	(58)
Tranche du passif à long terme échéant à moins d'un an et autre	**(62)**	(56)	(43)
Vente de Propane ICG Inc.	**—**	(24)	—
	(155) $	238 $	(167) $

Le fonds de roulement d'exploitation se compose du fonds de roulement autre que l'encaisse et les placements à court terme et la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

Note 9 PRODUIT DE LA VENTE D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

Le produit de la vente d'éléments d'actif en 1999 et en 1997 provient de la vente de propriétés pétrolières et gazières secondaires et d'autres éléments d'actif. Le produit de 1998 inclut la vente de la participation de la Société dans le Petro-Canada Centre, la vente de Propane ICG Inc., filiale en propriété exclusive de la Société, et la vente de propriétés pétrolières et gazières secondaires et d'autres éléments d'actif. Les impôts sur le revenu exigibles de 87 millions $ reliés aux ventes de 1998 ont été déduits du produit de la vente d'éléments d'actif.

Note 10 ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme de la Société sont considérés comme des quasi-espèces et ils sont comptabilisés au coût, qui correspond approximativement à la valeur marchande.

	1999	1998
Encaisse	**316 $**	45 $
Moins les chèques en circulation	**(116)**	(65)
	200	(20)
Placements à court terme	**6**	451
	206 $	431 $

Les paiements en espèces pour les intérêts et les impôts sur le revenu se sont établis comme suit :

	1999	1998	1997
Intérêts débiteurs	**152 $**	149 $	140 $
Impôts sur le revenu	**216**	64	100

Note 11 STOCKS

	1999	1998
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	**414 $**	382 $
Matériel et fournitures	**87**	73
	501 $	455 $

Note 12 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	1999			1998				
	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Dépenses en immobilisations 1999	Dépenses en immobilisations 1998
Secteur d'amont								
Pétrole et gaz								
Canada — régions non pionnières	**3 908 $**	**1 898 $**	**2 010 $**	3 908 $	1 869 $	2 039 $	**248 $**	337 $
Hibernia	**1 067**	**113**	**954**	1 025	44	981	**42**	60
Terra Nova	**490**	**—**	**490**	248	—	248	**241**	165
Autres régions pionnières	**42**	**—**	**42**	19	—	19	**28**	9
Éléments d'actif sous contrat de location-acquisition	**92**	**7**	**85**	92	3	89	**—**	—
Secteur international	**384**	**94**	**290**	349	60	289	**33**	55
Sables pétrolifères								
Syncrude	**781**	**273**	**508**	691	253	438	**90**	58
Autre	**253**	**241**	**12**	233	228	5	**17**	12
Liquides de gaz naturel	**298**	**201**	**97**	292	194	98	**6**	20
Autre	**31**	**18**	**13**	48	36	12	**10**	7
	7 346	**2 845**	**4 501**	6 905	2 687	4 218	**715**	723
Secteur d'aval								
Raffinage	**2 737**	**1 499**	**1 238**	2 697	1 524	1 173	**129**	138
Commercialisation et autre	**1 556**	**634**	**922**	1 566	593	973	**91**	138
	4 293	**2 133**	**2 160**	4 263	2 117	2 146	**220**	276
Autres immobilisations corporelles	**415**	**357**	**58**	407	338	69	**8**	22
	12 054 $	**5 335 $**	**6 719 $**	11 575 $	5 142 $	6 433 $	**943 $**	1 021 $

Les intérêts capitalisés en 1999 se sont élevés à 11 millions $ (32 millions $ en 1998; 35 millions $ en 1997).

Les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploration imputées aux résultats sont classées comme activités d'investissement dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

Actuellement, les coûts reliés à Terra Nova et aux régions pionnières ne sont pas amortis.

La Société a conclu un contrat relativement à l'affrètement à temps et à l'exploitation d'un navire pour le transport du pétrole brut produit à Hibernia. Ce contrat d'affrètement à temps a été conclu pour une durée initiale de 10 ans se terminant en 2007 et il peut être prolongé au gré de la Société pour une période additionnelle de 15 ans. L'affrètement à temps a été comptabilisé comme un contrat de location-acquisition (Note 14).

Note 13 CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

	1999	1998
Perte de change sur la dette à long terme	**87 $**	212 $
Capitalisation reportée des régimes de retraite	**55**	58
Placements	**77**	51
Frais de financement reportés	**19**	20
Autre	**31**	40
	269 $	381 $

Note 14 DETTE À LONG TERME

	Échéance	1999	1998
Débentures et effets			
Effets non garantis 8,60 % (300 millions $ US)	2001	**433 $**	459 $
Débentures non garanties 9,25 % (300 millions $ US)	2021	**433**	459
Débentures non garanties 7,875 % (275 millions $ US)	2026	**397**	421
Débentures non garanties 7,00 % (250 millions $ US)	2028	**361**	383
Autre		**—**	12
Contrat de location-acquisition (Note 12)[1]	2022	**87**	95
		1 711	1 829
Tranche échéant à moins d'un an		**4**	3
		1 707 $	1 826 $

1 Le taux d'intérêt implicite applicable au contrat de location-acquisition est de 11,90 %. Le remboursement total s'établira à 87 millions $ (60 millions $ US), y compris un montant variant entre 4 millions $ (3 millions $ US) et 6 millions $ (4 millions $ US) au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Les remboursements minimaux relatifs à la dette à long terme, à l'exception du contrat de location-acquisition, au cours des cinq prochains exercices seront de 433 millions $ (300 millions $ US) en 2001.

Les intérêts sur la dette à long terme se sont élevés à 137 millions $ en 1999 (120 millions $ en 1998; 103 millions $ en 1997).

Note 15 CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF

	1999	1998
Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**177 $**	181 $
Avantages complémentaires de retraite	**118**	115
Passif à long terme	**60**	66
	355 $	362 $

Note 16 AVOIR DES ACTIONNAIRES

	1999	1998
Actions ordinaires et à droit de vote variable	**1 223 $**	1 217 $
Surplus d'apport	**2 572**	2 572
Bénéfices non répartis	**288**	147
	4 083 $	3 936 $

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité :

(a) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de premier rang;
(b) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de deuxième rang; et
(c) d'actions ordinaires et à droit de vote variable.

Note 16 AVOIR DES ACTIONNAIRES (suite)

Le capital-actions ordinaires se compose de deux catégories de titres ordinaires : des actions ordinaires pouvant être détenues uniquement par des résidents du Canada et des actions à droit de vote variable pouvant être détenues uniquement par des non-résidents du Canada. Les actions ordinaires et les actions à droit de vote variable ne diffèrent que sur le plan des droits de vote qui y sont rattachés. Les actions ordinaires comportent un vote par action. Les actions à droit de vote variable comportent entre un vote par action et un tiers de vote par action, selon le nombre d'actions à droit de vote variable en circulation comparativement au nombre d'actions avec droit de vote en circulation. Si le nombre d'actions à droit de vote variable est supérieur à 25 % des actions avec droit de vote en circulation dans le public, le vote par action à droit de vote variable diminue de façon que les actions à droit de vote variable, comme catégorie, ne comportent pas de façon globale plus de 25 % des droits de vote rattachés à toutes les actions avec droit de vote en circulation dans le public.

L'évolution des actions ordinaires et à droit de vote variable a été la suivante :

	1999 Actions	1999 Montant	1998 Actions	1998 Montant
Solde au début de l'exercice	**271 339 702**	**1 217 $**	271 007 532	1 211 $
Actions émises contre de l'argent comptant en vertu des régimes d'options d'achat d'actions et d'actionnariat des employés	**433 548**	**6**	332 170	6
Solde à la fin de l'exercice	**271 773 250**	**1 223 $**	271 339 702	1 217 $

Régime d'options d'achat d'actions

La Société offre un régime d'options d'achat d'actions et elle peut octroyer des options aux administrateurs, aux dirigeants et à certains employés jusqu'à concurrence de 12 millions d'actions ordinaires et à droit de vote variable. Les options d'achat d'actions ont une durée maximale de 10 ans et elles sont acquises sur des périodes d'au plus cinq ans. Elles peuvent être levées au cours du marché des actions aux dates d'octroi des options.

L'évolution des options d'achat d'actions a été la suivante :

	1999 Actions	1999 Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	1998 Actions	1998 Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
Solde au début de l'exercice	**5 359 451**	**19 $**	4 057 342	16 $
Options octroyées	**1 882 500**	**17**	1 559 850	25
Options levées	**(432 875)**	**13**	(194 996)	12
Options annulées	**(108 065)**	**19**	(62 745)	22
Solde à la fin de l'exercice	**6 701 011**	**18**	5 359 451	19

Les options d'achat d'actions suivantes étaient en circulation au 31 décembre 1999 :

Options en circulation				Options pouvant être levées	
Nombre	Fourchette des prix de levée (en dollars)	Durée moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Nombre	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
918 516	8 à 13 $	2,7	11 $	885 752	10 $
2 980 645	14 à 18	7,4	16	1 056 069	16
2 801 850	20 à 26	7,7	23	980 669	23
6 701 011	8 à 26	7,2	18	2 922 490	16

Note 17 RÉGIMES DE RETRAITE

La Société offre des régimes de retraite comportant des options à prestations déterminées et à cotisations déterminées. Les dispositions des régimes de retraite à prestations déterminées sont généralement fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen des dernières années de service. Certaines options des régimes de retraite à prestations déterminées prévoient qu'une partie des cotisations sera assurée par les employés et l'autre partie, par des cotisations de la Société, établies suivant les conseils d'un actuaire indépendant. En vertu des dispositions du régime de retraite à cotisations déterminées, la Société verse une cotisation annuelle correspondant à 5 % des gains ouvrant droit à pension de chaque employé participant. La presque totalité de l'actif des régimes est constituée de titres de participation, de titres à revenu fixe et d'autres titres négociables.

Charge de retraite

	1999	1998	1997
Charge de retraite pour les services courants	**24 $**	25 $	23 $
Intérêts débiteurs	**67**	72	67
Rendement réel de l'actif des régimes	**(90)**	(123)	(117)
Amortissement net et report	**3**	34	38
	4 $	8 $	11 $
Capitalisation des régimes de retraite	**6 $**	6 $	9 $

Situation financière des régimes de retraite à prestations déterminées

	1999	1998
Valeur actuarielle de l'actif	**1 025 $**	963 $
Obligations découlant des régimes de retraite	**875**	837
Actif net des régimes de retraite	**150 $**	126 $

L'actif net des régimes de retraite est amorti dans l'état des résultats sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par les dispositions de prestations déterminées des régimes, qui est actuellement de 9 ans.

Au 31 décembre 1999, les obligations au titre des droits acquis des régimes de retraite s'élevaient à 863 millions $ (824 millions $ en 1998).

Hypothèses touchant les régimes à prestations déterminées

	1999	1998	1997
Taux d'actualisation	**8,0 %**	9,0 %	9,0 %
Taux de rendement à long terme de l'actif des régimes	**8,0 %**	9,0 %	9,0 %
Taux d'augmentation de la rémunération, à l'exclusion des augmentations au mérite	**2,0 %**[1]	3,0 %	3,0 %

1 2,5 % pour 2000 et 3,0 % par année par la suite.

Note 18 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société effectue des opérations avec le gouvernement du Canada (qui, au 31 décembre 1999, détenait 18 % des actions émises de la Société), ses organismes et d'autres apparentés. Ces opérations ont lieu dans le cours normal des affaires et, en conséquence, s'effectuent aux mêmes conditions qu'avec des non-apparentés.

Au 31 décembre 1999, les dirigeants et les employés devaient 1 million $ (2 millions $ en 1998) à la Société en vertu des régimes d'actionnariat.

Note 19 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Au 31 décembre 1999, la juste valeur et la méthode de détermination de celle-ci, ainsi que la valeur comptable des instruments financiers de la Société, se présentaient comme suit :

Encaisse et placements à court terme

La juste valeur de l'encaisse et des placements à court terme se rapproche de la valeur comptable de ces instruments en raison de leur courte échéance.

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est fondée sur les cours publics du marché.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés est fondée sur les cours fournis par les courtiers en valeurs mobilières. La juste valeur de ces instruments financiers représente une approximation des montants qui auraient été obtenus de parties ou payés à celles-ci pour régler ces instruments avant leur échéance. La Société envisage de garder tous les instruments dérivés non exécutés au 31 décembre 1999 jusqu'à l'échéance.

	Valeur comptable	Juste valeur
Encaisse et placements à court terme	206 $	206 $
Dette à long terme[1]	(1 711)	(1 738)
Instruments dérivés	—	6

1 Exclut la perte de change de 87 millions $ (Note 13).

Note 20 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La Société est exposée à des risques du marché résultant des fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises dans le cours normal de ses activités. La Société surveille activement les risques liés aux fluctuations du marché et elle utilise des instruments dérivés pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. Ces instruments dérivés sont utilisés strictement aux fins de couverture.

Pétrole brut et produits

Le Secteur d'amont a vendu à terme du pétrole brut afin d'atténuer le risque lié à l'instabilité des prix. Le Secteur d'aval utilise des contrats à terme et des options pour réduire le risque lié aux fluctuations des marges, notamment sur les produits vendus à prix fixe, ainsi que le risque lié aux fluctuations des prix à court terme à l'achat de pétrole brut et de produits raffinés étrangers et canadiens.

Gaz naturel

La Société a conclu des contrats d'échange à prix fixe et des contrats d'échange à terme sur écart pour équilibrer les risques de durée, d'emplacement et de prix et ainsi réduire les répercussions globales de l'instabilité des prix du gaz naturel.

Note 20 INSTRUMENTS DÉRIVÉS (suite)

Les contrats non exécutés de la Société relatifs aux instruments dérivés et les gains (pertes) non matérialisé(e)s s'y rattachant s'établissaient comme suit :

Au 31 décembre 1999	Quantité ou montant nominal de référence	Prix moyen[1]	Gains (pertes) non matérialisé(e)s	Échéance
Pétrole brut et produits (en millions de barils)				
Pétrole brut — secteur d'amont	**2,0**	**32,55 $**	**(6) $**	**2000**
— secteur d'aval	**3,3**	**28,44**	**10**	**2000-2003**
Produits — secteur d'aval	**8,2**	**32,99**	**—**	**2000-2001**
			4	
Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)				
Gaz naturel — acheté	**1,0**	**3,17[2]**	**—**	**2000**
Gaz naturel — vendu	**5,1**	**3,11[2]**	**1**	**2000**
Gaz naturel — échanges à terme sur écart	**1,5**	**—[4]**	**1**	**2000**
			2	
			6 $	

Au 31 décembre 1998	Quantité ou montant nominal de référence	Prix moyen[1]	Gains (pertes) non matérialisé(e)s	Échéance
Pétrole brut et produits (en millions de barils)				
Pétrole brut	8,5	20,46 $	(9) $	1999-2000
Produits	1,8	19,29	—	1999
			(9)	
Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)				
Gaz naturel — acheté	2,3	2,68[2]	—	1999
Gaz naturel — vendu	20,6	2,36[2]	(1)	1999
Gaz naturel — échanges à terme sur écart	37,9	—[4]	—	1999-2000
			(1)	
Devises (dollars US)				
Tunnels	25 $	1,4000-1,4475[3]	(2)	1999
			(12) $	

1 En dollars canadiens le baril ou le millier de pieds cubes ou en dollars canadiens par dollar US, selon le cas.
2 Représente la moyenne pondérée des prix en fonction du volume à la sortie de l'usine.
3 Représente la moyenne pondérée des prix de levée, en dollars canadiens, des options d'achat et de vente respectivement.
4 Le prix des échanges à terme sur écart est établi en fonction d'un écart entre deux prix du marché plutôt qu'en fonction d'un prix absolu.

Les instruments dérivés comportent un certain degré de risque de crédit que la Société contrôle par l'adoption de politiques et de limites de crédit ainsi que par le choix de parties jouissant d'une bonne santé financière. Le risque lié au marché, qui découle des variations de la valeur ou du coût de règlement des instruments dérivés de la Société, est essentiellement contrebalancé par les gains ou les pertes sur les positions couvertes.

Note 21 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

(a) La Société est un des participants au projet de mise en valeur du gisement pétrolifère extracôtier Terra Nova. Les coûts estimatifs jusqu'au démarrage de la production sont évalués à 2,2 milliards $; la quote-part de 29 % de la Société devrait s'établir à environ 627 millions $ (avant les crédits d'impôt à l'investissement), dont une tranche de 466 millions $ avait déjà été engagée au 31 décembre 1999. La quote-part des coûts de mise en valeur devant être assumée par la Société après le démarrage est évaluée à 230 millions $ et devrait être financée au moyen des rentrées nettes provenant du projet.

(b) La Société loue des immobilisations corporelles en vertu de divers contrats de location-exploitation à long terme arrivant à échéance au plus tard en 2013. Les loyers annuels minimaux relatifs aux contrats de location-exploitation non résiliables sont évalués à 83 millions $ en 2000, à 76 millions $ en 2001, à 63 millions $ en 2002, à 55 millions $ en 2003, à 49 millions $ en 2004 et à 42 millions $ par année par la suite jusqu'en 2013.

(c) La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal des affaires. La direction est d'avis que tout règlement éventuel n'aurait pas d'effet important sur la situation financière de la Société.

Note 22 CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été reclassés afin d'être conformes à la présentation adoptée pour l'exercice courant.

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») AUX ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») au Canada, lesquels diffèrent à certains égards des principes applicables aux États-Unis. Les principales différences entre les principes comptables afférents aux états financiers consolidés ci-joints sont les suivantes :

(a) La Société utilise la méthode du report d'impôts fixe pour la comptabilisation des impôts sur le revenu. En vertu des PCGR aux États-Unis, l'utilisation de la méthode du passif fiscal serait exigée.

(b) La Société a reporté des gains et des pertes non matérialisés résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises en vue de leur amortissement sur la durée restante de la dette. Selon les PCGR aux États-Unis, les gains ou pertes résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises seraient portés au crédit des résultats ou imputés à ceux-ci sans qu'il y ait de report.

(c) En vertu des PCGR aux États-Unis, les intérêts doivent être capitalisés au coût de certains éléments d'actif lorsque ces derniers font l'objet d'une préparation en vue de leur usage prévu. La Société capitalise les intérêts se rapportant à la construction de nouvelles installations importantes mais ne capitalise pas les intérêts se rapportant à tous les éléments d'actif pour lesquels une capitalisation des intérêts serait exigée en vertu des PCGR aux États-Unis.

(d) Au cours d'exercices précédents, la Société a viré des sommes du surplus d'apport au déficit cumulé. Ce virement n'aurait pas été effectué en vertu des PCGR aux États-Unis.

(e) Les PCGR aux États-Unis utilisent le concept du résultat global qui comprend des éléments non inclus dans le bénéfice net. Le bénéfice net de la Société en vertu des PCGR aux États-Unis est le même que son résultat global.

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») AUX ÉTATS-UNIS (suite)

L'application des PCGR aux États-Unis aurait les effets suivants sur les résultats présentés :

	1999	1998	1997
Bénéfice net présenté dans l'état consolidé des résultats	**233 $**	95 $	306 $
Redressements, déduction faite des impôts sur le revenu afférents			
Comptabilisation des impôts sur le revenu	**3**	(2)	(10)
Conversion des devises	**85**	(46)	(26)
Capitalisation des intérêts et amortissement afférent	**11**	21	16
Autre	**(1)**	1	(1)
Bénéfice net, redressé	**331 $**	69 $	285 $
Bénéfice par action, redressé	**1,22 $**	0,25 $	1,05 $

L'application des PCGR aux États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés présentés :

	Présenté	Augmentation (diminution)	PCGR aux États-Unis
Au 31 décembre 1999			
Actif à court terme	**1 673 $**	**— $**	**1 673 $**
Immobilisations corporelles, montant net	**6 719**	**561**	**7 280**
Charges reportées et autres éléments d'actif	**269**	**(95)**	**174**
Passif à court terme	**1 383**	**—**	**1 383**
Dette à long terme	**1 707**	**—**	**1 707**
Impôts sur le revenu reportés	**1 133**	**411**	**1 544**
Surplus d'apport	**2 572**	**1 122**	**3 694**
Bénéfices non répartis (déficit)	**288**	**(1 067)**	**(779)**
Au 31 décembre 1998			
Actif à court terme	1 584 $	(22)$	1 562 $
Immobilisations corporelles, montant net	6 433	534	6 967
Charges reportées et autres éléments d'actif	381	(199)	182
Passif à court terme	1 161	(16)	1 145
Dette à long terme	1 826	(17)	1 809
Impôts sur le revenu reportés	1 113	389	1 502
Surplus d'apport	2 572	1 122	3 694
Bénéfices non répartis (déficit)	147	(1 165)	(1 018)

Renseignements supplémentaires

Réserves prouvées nettes de pétrole brut et de gaz naturel avant redevances

Les réserves prouvées de pétrole brut et de liquides sont demeurées inchangées en 1999, soit à 476 millions de barils, étant donné que les découvertes, les extensions et les révisions ont neutralisé la production et les aliénations nettes. Le principal changement positif a été la comptabilisation de 25 millions de barils à Hibernia. Les autres changements positifs ont inclus des découvertes, des extensions et des révisions de 10 millions de barils dans l'ouest du Canada et de quatre millions de barils dans le secteur international. Ces changements positifs ont été contrebalancés par une production de 34 millions de barils et des ventes de cinq millions de barils de réserves associées à des propriétés de l'ouest du Canada.

Les réserves prouvées de gaz naturel ont diminué de 22 milliards de pieds cubes pour s'établir à 2 481 milliards de pieds cubes. Les principaux changements positifs ont inclus l'ajout de 279 milliards de pieds cubes provenant de découvertes, d'extensions et de révisions et des achats de neuf milliards de pieds cubes provenant de plusieurs transactions dans l'ouest du Canada. Ces changements positifs ont été contrebalancés par des ventes de 47 milliards de pieds cubes de réserves associées à des propriétés mineures de l'ouest du Canada et par une production de 263 milliards de pieds cubes.

Compte tenu de la qualité plus élevée que prévu du gisement Hibernia, Petro-Canada estime maintenant que sa quote-part des réserves définitives d'Hibernia s'établira à 146 millions de barils. Aucune réserve n'a encore été comptabilisée pour Terra Nova ou les autres découvertes des Grands Bancs ou pour les découvertes algériennes à l'exception de celle de Tamadanet.

Réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur avant redevances [1,2]

	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)					Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international [3,4]	Grands Bancs [5]	Pétrole brut synthétique [6]	Total	Total
Début de l'exercice 1997	173	23	—	256	452	2 585
Révisions d'estimations antérieures	2	(2)	—	7	7	51
Vente de réserves en place	(11)	—	—	—	(11)	(183)
Achat de réserves en place	1	—	—	—	1	63
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	8	1	8	—	17	280
Production	(21)	(4)	—	(9)	(34)	(277)
Fin de l'exercice 1997	152	18	8	254	432	2 519
Révisions d'estimations antérieures	9	(2)	—	(43)	(36)	57
Vente de réserves en place	(32)	—	—	—	(32)	(123)
Achat de réserves en place	1	—	—	—	1	31
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	6	2	12	127	147	284
Production	(18)	(5)	(4)	(9)	(36)	(265)
Fin de l'exercice 1998	118	13	16	329	476	2 503
Révisions d'estimations antérieures	5	—	—	—	5	(16)
Vente de réserves en place	(5)	—	—	—	(5)	(47)
Achat de réserves en place	—	—	—	—	—	9
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	5	4	25	—	34	295
Production	(13)	(4)	(7)	(10)	(34)	(263)
Fin de l'exercice 1999	**110**	**13**	**34**	**319**	**476**	**2 481**

1 Les réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur avant redevances représentent la participation directe de Petro-Canada dans les réserves avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction de lois ou de règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Aucune quantité relative aux réserves n'a été incluse pour tenir compte des droits de redevances que Petro-Canada détient dans diverses propriétés.

2 Les réserves prouvées correspondent aux quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les gisements connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies, dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les réserves prouvées mises en valeur sont celles que l'on estime pouvoir récupérer grâce aux installations ou aux puits actuels. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles qui ne peuvent être récupérées au moyen des installations ou des puits actuels, mais que l'on prévoit pouvoir récupérer au moyen de forage de développement additionnel, ou encore grâce à l'amélioration des installations actuelles ou à l'ajout de nouvelles installations.

3 Les réserves prouvées du secteur international comprennent 10 millions de barils de pétrole et neuf milliards de pieds cubes de gaz naturel en Norvège et trois millions de barils de pétrole en Algérie.

4 Après déduction d'une redevance de 20 %, Petro-Canada reçoit du pétrole brut en contrepartie des coûts engagés au nom de Petro-Canada et de SONATRACH, la société pétrolière nationale algérienne. Petro-Canada et SONATRACH se partagent le reste de la production en fonction du niveau de celle-ci. La quote-part totale revenant à Petro-Canada ne peut dépasser 49 % des volumes de production bruts.

5 Les réserves prouvées à Hibernia sont fondées sur la récupération primaire à partir des blocs faillés forés et des blocs faillés non forés situés entre les blocs faillés forés et la récupération additionnelle à partir des blocs faillés répondant à l'injection d'eau ou de gaz.

6 Les réserves prouvées de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique, compte tenu de trous de forage espacés de moins de 700 mètres et de l'application de la technologie actuelle ou pilote. Les approbations appropriées des copropriétaires et des organismes de réglementation ont été obtenues.

Réserves probables nettes de pétrole brut et de gaz naturel avant redevances

Les réserves probables de pétrole brut et de liquides ont diminué de 16 millions de barils en 1999 pour s'établir à 416 millions de barils. Le principal changement positif a été la comptabilisation d'une révision de 22 millions de barils à Hibernia. Ce changement positif a été contrebalancé par des reclassements comme réserves prouvées de 25 millions de barils à Hibernia et de quatre millions de barils dans le secteur international ainsi que par des révisions de neuf millions de barils dans le secteur international.

Les réserves probables de gaz naturel ont augmenté de 13 milliards de pieds cubes pour s'établir à 1 157 milliards de pieds cubes. Les changements positifs ont inclus des découvertes, des extensions et des révisions au Canada de l'ordre de 24 milliards de pieds cubes et des achats au Canada de trois milliards de pieds cubes. Ces changements ont été contrebalancés partiellement par des ventes au Canada de trois milliards de pieds cubes de réserves associées à des propriétés mineures de l'ouest du pays et par des découvertes, des extensions et des révisions nettes négatives de 11 milliards de pieds cubes dans le secteur international.

Réserves probables nettes avant redevances[1,2]	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)					Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international[3,4]	Grands Bancs	Pétrole brut synthétique[5]	Total	Total
Fin de l'exercice 1998	39	50	210	133	432	1 144
Révision d'estimations antérieures	1	(9)	22	—	14	56
Vente de réserves en place	—	—	—	—	—	(3)
Achat de réserves en place	—	—	—	—	—	3
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	(1)	(4)	(25)	—	(30)	(43)
Fin de l'exercice 1999	**39**	**37**	**207**	**133**	**416**	**1 157**

1 Les réserves probables nettes avant redevances représentent la participation directe de Petro-Canada dans les réserves avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction de lois ou de règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Aucune quantité relative aux réserves n'a été incluse pour tenir compte des droits de redevances que Petro-Canada détient dans diverses propriétés.
2 Les réserves non prouvées sont fondées sur des données géologiques ou techniques similaires à celles utilisées pour les estimations des réserves prouvées; cependant, en raison d'incertitudes d'ordre technique, contractuel, économique ou réglementaire, de telles réserves ne peuvent être classées comme prouvées. Les réserves non prouvées peuvent être classées davantage en réserves probables et en réserves possibles. Les réserves probables sont moins certaines que les réserves prouvées et on peut les estimer avec un degré de certitude suffisamment élevé pour indiquer qu'elles sont plus susceptibles d'être récupérées que le contraire.
3 Les réserves probables du secteur international comprennent 25 millions de barils de pétrole et de liquides de gaz naturel et 194 milliards de pieds cubes de gaz naturel en Algérie ainsi que 12 millions de barils de pétrole et de liquides de gaz naturel et 27 milliards de pieds cubes de gaz naturel en Norvège.
4 Après déduction d'une redevance de 20 %, Petro-Canada reçoit du pétrole brut en contrepartie des coûts engagés au nom de Petro-Canada et de SONATRACH, la société pétrolière nationale algérienne. Petro-Canada et SONATRACH se partagent le reste de la production en fonction du niveau de celle-ci. La quote-part totale revenant à Petro-Canada ne peut dépasser 49 % des volumes de production bruts.
5 Les réserves probables de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique, compte tenu de trous de forage espacés de moins de 700 mètres et de l'application de la technologie actuelle ou pilote. Les approbations appropriées des copropriétaires ont été obtenues et on cherche à obtenir les approbations des organismes de réglementation.

Pétrole brut

Principaux lieux des réserves et de la production Champs	Réserves prouvées avant redevances[1] au 31 décembre 1999 (en millions de barils)	Pourcentage des réserves prouvées totales de pétrole	Production quotidienne moyenne de 1999 avant redevances[1] (en milliers de barils)	Pourcentage de la production quotidienne totale de pétrole de 1999
Syncrude, Alberta	319,3	72	26,7	32
Hibernia, au large de Terre-Neuve	33,6	8	20,0	24
Pembina, Alberta[2]	17,1	4	2,3	3
Valhalla, Alberta[3]	14,5	3	7,2	9
Ferrier, Alberta	14,2	3	3,5	4
Boundary Lake, Colombie-Britannique[2]	10,9	2	1,8	2
Veslefrikk, au large de la Norvège	6,1	1	3,1	3
Willesden Green, Alberta	5,3	1	1,8	2
Njord, au large de la Norvège	3,9	1	4,6	6
Wapiti, Alberta[3]	3,4	1	0,9	1
Autre[4]	15,1	4	11,7	14
Total	**443,4**	**100**	**83,6**	**100**

1 Ne comprend pas les liquides de gaz naturel.
2 La vente de ces propriétés a été annoncée au premier trimestre de 2000.
3 La vente de ces propriétés est prévue en 2000.
4 La vente de la majorité de ces propriétés est prévue en 2000.

Gaz naturel

Principaux lieux des réserves et de la production Champs	Réserves prouvées avant redevances[1] au 31 décembre 1999 (en milliards de pieds cubes)	Pourcentage des réserves prouvées totales de gaz	Production quotidienne moyenne de 1999 avant redevances[1] (en millions de pieds cubes)	Pourcentage de la production quotidienne totale de gaz de 1999
Wildcat Hills, Alberta	502	20	74	10
Hanlan, Alberta	285	12	105	15
Jedney/Beg/Bubbles, Colombie-Britannique	230	9	42	6
Ricinus/Bearberry, Alberta	181	7	85	12
Fort St. John, Colombie-Britannique	125	5	29	4
Gilby, Alberta	112	5	37	5
Laprise Creek, Colombie-Britannique	109	4	25	4
Medicine Hat, Alberta	96	4	27	4
Brazeau, Alberta	93	4	46	6
Clarke Lake, Colombie-Britannique	89	4	40	6
Autre	650	26	209	28
Total	**2 472**	**100**	**719**	**100**

1 Ne comprend pas les liquides de gaz naturel.

Propriétés foncières pétrolières et gazières (brutes/nettes)[1] (en millions d'acres)

	Mises en valeur[2]		Non mises en valeur[2]		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Canada continental	2,6	1,3	3,0	2,0	5,6	3,3
Sables pétrolifères	0,1	—	0,7	0,3	0,8	0,3
Secteur extracôtier, côte est[3]	0,1	—	4,9	1,9	5,0	1,9
Autres régions pionnières[4]	—	—	7,2	6,0	7,2	6,0
Secteur international[5]	—	—	3,4	3,4	3,4	3,4
Total	**2,8**	**1,3**	**19,2**	**13,6**	**22,0**	**14,9**

1 Les superficies brutes en acres comprennent les participations de tiers, tandis que les superficies nettes ne comprennent pas ces participations.
2 Les propriétés mises en valeur sont celles dont on peut tirer une production. Les propriétés non mises en valeur sont celles qui sont assorties de droits d'exploration.
3 Les propriétés foncières du secteur extracôtier de la côte est comprennent des parcelles, acquises lors de la vente de terrains de 1999 à Terre-Neuve et en Nouvelle-Écosse, pour lesquelles des permis ont été délivrés au premier trimestre de 2000. Ces permis portent sur une superficie de 1,6 million d'acres bruts, dont 0,8 million d'acres nets sont attribués à Petro-Canada.
4 À l'heure actuelle, l'exploration n'est pas permise dans l'est de l'Arctique ou au large de la côte ouest du Canada.
5 Les propriétés foncières du secteur international sont situées en Algérie, en Norvège et en Tunisie.

Raffinage par établissement (en milliers de mètres cubes)

	Capacité nominale quotidienne au 31 décembre	Volumes moyens de pétrole brut traités par jour civil			
	1999	**1999**	1998	1997	1996
Edmonton, Alberta	**19,1**	**19,7**	17,2	19,0	18,5
Montréal, Québec	**16,7**	**16,4**	15,8	14,3	13,9
Oakville, Ontario	**13,2**	**12,8**	13,6	13,4	12,6
Total	**49,0**	**48,9**	46,6	46,7	45,0

Sommaire des résultats financiers et d'exploitation des cinq derniers exercices[1]

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	1999	1998	1997	1996	1995
Résultats consolidés					
Produits	**6 147 $**	5 016 $	6 096 $	5 607 $	4 820 $
Charges	**5 725**	4 797	5 460	5 111	4 450
Provision pour impôts sur le revenu	**189**	124	330	249	174
Bénéfice net	**233 $**	95 $	306 $	247 $	196 $
Rentrées nettes	**964**	830	1 263	863	705
Total de l'actif	**8 661**	8 398	8 338	7 769	6 488
Capital utilisé moyen	**5 630**	5 536	5 406	5 019	4 202
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 1998 et en 1995, avant les frais de restructuration)	**5,6**	3,6	6,9	6,2	7,0
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**5,6**	3,0	6,8	6,2	5,9
Rendement en rentrées nettes du capital utilisé (en pourcentage)	**18,6**	16,3	24,5	18,5	18,0
Dette	**1 711**	1 829	1 741	1 709	1 381
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**29,5**	31,7	30,7	31,6	30,9
Ratio de la dette aux rentrées nettes	**1,8**	2,2	1,4	2,0	2,0
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 021**	1 116	1 049	959	853
Employés (nombre à la fin de l'exercice)[2]	**4 417**	4 620	5 749	5 679	5 646
Données relatives à l'actionnariat					
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et à droit de vote variable en circulation (en millions)	**271,5**	271,2	270,9	262,3	246,7
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en millions)	**271,8**	271,3	271,0	270,7	246,7
Actions détenues par le public à la fin de l'exercice (en millions)	**222,4**	221,9	221,6	221,3	197,3
Cours des actions (en dollars)[3]					
— à la fin de l'exercice	**20,45**	16,25	26,00	19,35	15 3/4
— fourchette durant l'exercice	**15,35-25,10**	14,55-26,95	18,90-29,85	15,63-20,60	10 7/8-15 7/8
Actions négociées (en millions)[4]	**203,7**	244,7	271,1	112,7	65,4
Valeur comptable par action (en dollars)	**15,02**	14,51	14,47	13,64	12,53
Secteur d'amont					
Bénéfice d'exploitation	**243 $**	29 $	188 $	192 $	153 $
Gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif	**6**	30	(2)	4	6
Bénéfice net	**249 $**	59 $	186 $	196 $	159 $
Rentrées nettes	**885**	516	900	655	477
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**793**	818	805	649	587

1 Certaines données présentées antérieurement ont été reclassées afin de tenir compte des modifications apportées ultérieurement à la présentation de l'information.
2 Les chiffres d'avant 1998 comprennent les employés de Propane ICG Inc., filiale ayant été vendue en 1998.
3 Les cours à la fin de l'exercice sont ceux de la bourse de Toronto; la fourchette durant l'exercice est celle des bourses de Toronto et de Montréal.
4 Total des actions négociées à toutes les bourses.
5 Prix moyen du pétrole brut classique, du pétrole brut synthétique et des liquides de gaz naturel des champs gazéifères, après l'effet des opérations de couverture.
6 Le prix moyen du gaz naturel est établi avant déduction des frais de collecte et de traitement applicables en Colombie-Britannique.
7 La capacité de raffinage quotidienne totale a été rajustée par suite d'une réévaluation au quatrième trimestre de 1998.
8 L'utilisation moyenne des raffineries tient compte, s'il y a lieu, des modifications apportées au cours de l'exercice à la capacité de traitement de brut.

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	1999	1998	1997	1996	1995
Secteur d'amont (suite)					
Production quotidienne (nette avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en milliers de barils)	**95,3**	101,1	95,1	97,3	79,4
Gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection, en millions de pieds cubes)	**719**	722	760	712	546
Production d'éthane et de liquides de gaz naturel des usines de récupération (en milliers de barils)	**29,7**	35,2	39,6	34,9	37,5
Prix de vente moyens					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (le baril)[5]	**24,58**	17,72	25,79	25,16	21,76
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)[6]	**2,59**	1,96	1,85	1,61	1,32
Réserves prouvées (nettes, avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en millions de barils)	**476**	476	432	452	423
Gaz naturel (en billions de pieds cubes)	**2,5**	2,5	2,5	2,6	2,1
Propriétés foncières pétrolières et gazières (brutes/nettes) (en millions d'acres)	**22,0/14,9**	19,2/13,3	17,3/12,0	16,7/11,7	14,3/10,4
Puits forés (bruts/nets)					
Pétrole	**51/13**	76/33	127/65	118/82	112/69
Gaz naturel	**164/95**	188/83	145/82	141/73	161/98
Secs	**26/8**	23/9	34/21	39/17	29/13
Total	**241/116**	287/125	306/168	298/172	302/180
Secteur d'aval					
Bénéfice d'exploitation	**115 $**	204 $	225 $	130 $	160 $
Gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif	**(9)**	(35)	(6)	(3)	1
Bénéfice net	**106 $**	169 $	219 $	127 $	161 $
Rentrées nettes	**163**	420	415	243	305
Dépenses en immobilisations corporelles	**220**	276	215	282	254
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes par jour)	**51,2**	49,1	48,5	43,7	41,6
Établissements de ventes au détail à la fin de l'exercice	**1 658**	1 709	1 780	1 765	1 871
Capacité de traitement de brut des raffineries à la fin de l'exercice (en milliers de mètres cubes par jour)[7]	**49,0**	49,0	45,4	45,4	45,4
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries (en pourcentage)[8]	**100**	95	103	99	93

Données financières et information boursière trimestrielles

(non vérifiées, en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre 1999	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre 1998
Produits								
Exploitation	**1 086 $**	**1 371 $**	**1 673 $**	**1 965 $**	1 263 $	1 200 $	1 226 $	1 262 $
Revenus de placement et autres produits	**19**	**19**	**14**	**—**	10	58	11	(14)
	1 105	**1 390**	**1 687**	**1 965**	1 273	1 258	1 237	1 248
Charges								
Achats de pétrole brut et de produits	**520**	**715**	**967**	**1 234**	587	561	622	643
Production, raffinage et commercialisation	**295**	**303**	**303**	**335**	339	329	313	328
Frais généraux et administratifs [1]	**57**	**60**	**51**	**53**	54	126	51	34
Exploration	**22**	**20**	**12**	**24**	32	9	27	27
Amortissement et déplétion	**131**	**139**	**136**	**152**	130	136	129	135
Taxes autres que les impôts sur le revenu	**15**	**13**	**15**	**12**	18	16	16	13
Intérêts	**33**	**35**	**36**	**37**	29	30	32	31
	1 073	**1 285**	**1 520**	**1 847**	1 189	1 207	1 190	1 211
Bénéfice avant impôts sur le revenu	**32**	**105**	**167**	**118**	84	51	47	37
Provision pour impôts sur le revenu	**24**	**41**	**72**	**52**	48	26	32	18
Bénéfice net	**8 $**	**64 $**	**95 $**	**66 $**	36 $	25 $	15 $	19 $
Rentrées nettes	**165 $**	**224 $**	**260 $**	**315 $**	260 $	173 $	174 $	223 $
Bénéfice sectoriel								
Bénéfice d'exploitation								
Secteur d'amont	**7 $**	**55 $**	**83 $**	**98 $**	2 $	5 $	(4)$	26 $
Secteur d'aval	**31**	**35**	**40**	**9**	63	55	52	34
Services partagés	**(31)**	**(28)**	**(30)**	**(33)**	(28)	(27)	(27)	(21)
Frais de restructuration	**—**	**—**	**—**	**—**	—	(42)	—	—
	7	**62**	**93**	**74**	37	(9)	21	39
Gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif	**1**	**2**	**2**	**(8)**	(1)	34	(6)	(20)
Bénéfice net	**8 $**	**64 $**	**95 $**	**66 $**	36 $	25 $	15 $	19 $
Information boursière (en dollars par action)								
Bénéfice	**0,03**	**0,24**	**0,35**	**0,24**	0,13	0,09	0,06	0,07
Rentrées nettes	**0,61**	**0,82**	**0,96**	**1,16**	0,96	0,64	0,64	0,82
Dividendes par action	**0,08**	**0,08**	**0,08**	**0,10**	0,08	0,08	0,08	0,08
Cours des actions [2]								
— haut	**20,15**	**20,95**	**25,10**	**23,80**	26,95	26,65	24,70	21,40
— bas	**15,35**	**17,00**	**19,75**	**19,75**	21,75	22,20	14,55	15,80
— clôture (fin de la période)	**17,65**	**20,10**	**22,25**	**20,45**	25,30	23,60	19,15	16,25
Actions négociées (en millions) [3]	**55,2**	**66,5**	**44,3**	**37,7**	65,1	62,7	57,4	59,5

1 Les frais généraux et administratifs pour 1998 comprennent une provision de 64 millions $ avant impôts sur le revenu pour la restructuration de l'administration du Secteur d'aval de la Société.
2 Les cours des actions sont ceux des actions négociées aux bourses de Toronto et de Montréal.
3 Total des actions négociées à toutes les bourses.

Renseignements à l'intention des investisseurs

Actions en circulation de Petro-Canada

Au 31 décembre 1999, les 222,4 millions d'actions de Petro-Canada qui étaient en circulation dans le public comprenaient 181,6 millions d'actions ordinaires, détenues par des résidents du Canada, et 40,8 millions d'actions à droit de vote variable, détenues par des non-résidents du Canada.

Agent des transferts et agent comptable des registres

Au Canada, l'agent des transferts et agent comptable des registres de Petro-Canada est la Compagnie Trust CIBC Mellon. Les certificats d'actions peuvent être transférés aux bureaux de services aux sociétés de la Compagnie Trust CIBC Mellon à Halifax, à Montréal, à Toronto, à Winnipeg, à Regina, à Calgary et à Vancouver. Les questions relatives aux certificats d'actions, aux dividendes et aux règlements de succession peuvent être adressées comme suit :

Compagnie Trust CIBC Mellon
The Dome Tower, bureau 600
333, 7th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) Canada T2P 2Z1
Téléphone sans frais : 1 800 387-0825
Télécopieur : (416) 643-5501
Courriel : enquiries@cibcmellon.ca
Site Web : www.cibcmellon.com

Aux États-Unis, l'agent des transferts et agent comptable des registres de Petro-Canada est :

ChaseMellon Shareholder Services, LLC
85, Challenger Road
Overpeck Center
Ridgefield Park, NJ 07660
Téléphone sans frais : 1 800 387-0825
Télécopieur : (416) 643-5501
Courriel : enquiries@cibcmellon.ca
Site Web : www.cibcmellon.com

Cotes et symboles boursiers

Toronto : PCA
New York : PCZ

Dividendes

Le Conseil d'administration de Petro-Canada a adopté une politique prévoyant le versement de dividendes trimestriels de 0,10 $ (0,40 $ par année) par action ordinaire et à droit de vote variable. Le Conseil d'administration réexamine la politique de dividendes en fonction de la situation financière de la Société, de ses besoins de financement en vue d'assurer sa croissance, et d'autres facteurs.

Les dividendes sont habituellement versés vers le premier jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. En général, les dates de clôture des registres sont fixées à quatre semaines environ avant la date de versement des dividendes. Les dividendes peuvent être versés automatiquement aux comptes bancaires des actionnaires. Si vous désirez vous prévaloir de ce service, veuillez communiquer avec l'agent des transferts et agent comptable des registres.

Information à l'intention des investisseurs résidant à l'extérieur du Canada

Les dividendes et les intérêts versés aux résidents des pays avec lesquels le Canada a signé une convention fiscale bilatérale sont généralement assujettis à la retenue d'impôt de 15 % des non-résidents canadiens. La plupart des pays entrent dans cette catégorie. Pour les résidents des États-Unis, ces taux ont été ramenés en 1996 à 5 % sur certains dividendes et à 10 % sur les intérêts. Il n'y a pas d'impôt canadien sur les gains provenant de la vente d'actions ou de titres de créance détenus par des non-résidents n'exerçant pas d'activités commerciales au Canada. Aucun palier de gouvernement au Canada ne prélève de droits successoraux ni d'impôt sur les biens transmis par décès. (Les renseignements contenus dans ce sommaire ne doivent pas être interprétés comme des conseils d'ordre fiscal. On suggère aux actionnaires de consulter un conseiller en fiscalité pour toute situation particulière.)

Rapports envoyés en double

Nous tentons d'éviter l'envoi en double des rapports annuels et des autres documents. Les actionnaires qui ont plus d'un compte non enregistré peuvent communiquer avec l'agent des transferts et agent comptable des registres pour signaler tout envoi en double.

Publications additionnelles

On peut consulter les publications suivantes sur notre site Web ou se les procurer auprès des Communications de la Société :

- le supplément statistique au Rapport annuel, qui présente des données financières sur 10 ans et des données d'exploitation plus détaillées;
- la Notice annuelle, déposée auprès des autorités canadiennes en matière de valeurs mobilières;
- le formulaire 40-F, déposé auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis;
- les rapports périodiques publiés environ quatre semaines après la fin des premier, deuxième et troisième trimestres;
- le cinquième rapport d'étape annuel à l'appui du programme Mesures volontaires et Registre du Défi-climat canadien;
- le rapport annuel sur l'Investissement dans la collectivité;
- le Code des pratiques commerciales de Petro-Canada.

Relations avec les investisseurs

Téléphone : (403) 296-4040
Télécopieur : (403) 296-3061
Courriel : investor@petro-canada.ca
Site Web : www.petro-canada.ca

Demandes des médias

Communications de la Société :
(403) 296-8482

Demandes du public

Petro-Canada
C.P. 2844
Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
Téléphone : (403) 296-8000
Télécopieur : (403) 296-3030
Site Web : www.petro-canada.ca

Équipe de leadership de la haute direction

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Boris Jackman
Vice-président directeur (Secteur d'aval)

Bob McCaskill
Vice-président principal

Norm McIntyre
Vice-président directeur (Secteur d'amont)

Harry Roberts
Vice-président principal et chef des finances

CONSEIL D'ADMINISTRATION DE PETRO-CANADA

Ronald A. Brenneman, résident de Calgary, a été nommé président et chef de la direction et administrateur de Petro-Canada en janvier 2000. M. Brenneman compte plus de 30 années d'expérience dans l'industrie, ayant occupé des postes dans le secteur d'amont, le secteur d'aval et au sein des services généraux, notamment à titre de membre de la haute direction d une importante entreprise canadienne et internationale.

Angus A. Bruneau [1], résident de St. John's, est administrateur de Petro-Canada depuis 1996. M. Bruneau est président du conseil d'administration de Fortis Inc. et d'Air Nova. Il est administrateur d'Inco Limitée, du Groupe SNC-Lavalin Inc., de la Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et de North Atlantic Pipelines Partners L.P. Il est également membre du Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie et de la Fondation canadienne pour l'innovation, et siège au conseil d'administration du Conseil pour l'unité canadienne.

Gail Cook-Bennett [1], résidente de Toronto, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. Mme Cook-Bennett est présidente du conseil d'administration de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada. Elle est administratrice de Cadillac Fairview Inc., d'Enbridge Consumers Gas Company, du Groupe Transcontinental G.T.C. Ltée, de Mackenzie Financial Corporation et de la Financière Manuvie.

John F. Cordeau [1], résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1994. M. Cordeau est associé et chef du contentieux au cabinet d'avocats Bennett Jones, établi à Calgary. Il est aussi administrateur de Nav Canada.

Purdy Crawford, résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1995. M. Crawford était auparavant président du conseil d'administration d'Imasco Limitée et est président du conseil d'administration d'AT&T Canada. Il est administrateur de Camco Inc., de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, d'Inco Limitée, des Aliments Maple Leaf Inc., de Nova Scotia Power Inc., et de Venator Group Inc.

Claude Fontaine [1], résident de Montréal, est administrateur de Petro-Canada depuis 1987. M. Fontaine est associé principal et membre du comité exécutif du cabinet d'avocats Ogilvy Renault. Il est administrateur de Domtar Inc., d'Optimum Général Inc., du Fonds de Recherche de l'Institut de Cardiologie de Montréal et du Conseil pour l'unité canadienne.

Thomas E. Kierans, résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1991 et a occupé le poste de président du Conseil d'administration de 1996 à janvier 2000. M. Kierans est président du conseil d'administration et chef de la direction de l'Institut canadien des recherches avancées. Il est président du conseil d'administration de Moore Corporation Limited et du Toronto International Leadership Centre for Financial Sector Supervision. Il est aussi administrateur de la Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers, de Fishery Products International Ltd., d'IPSCO Inc., d'Inmet Mining Corp., de BCE Inc., du Groupe CGI Inc. et de la Financière Banque Nationale & Cie Inc. Il est conseiller auprès de North Limited et de Schroder Canada Limitée.

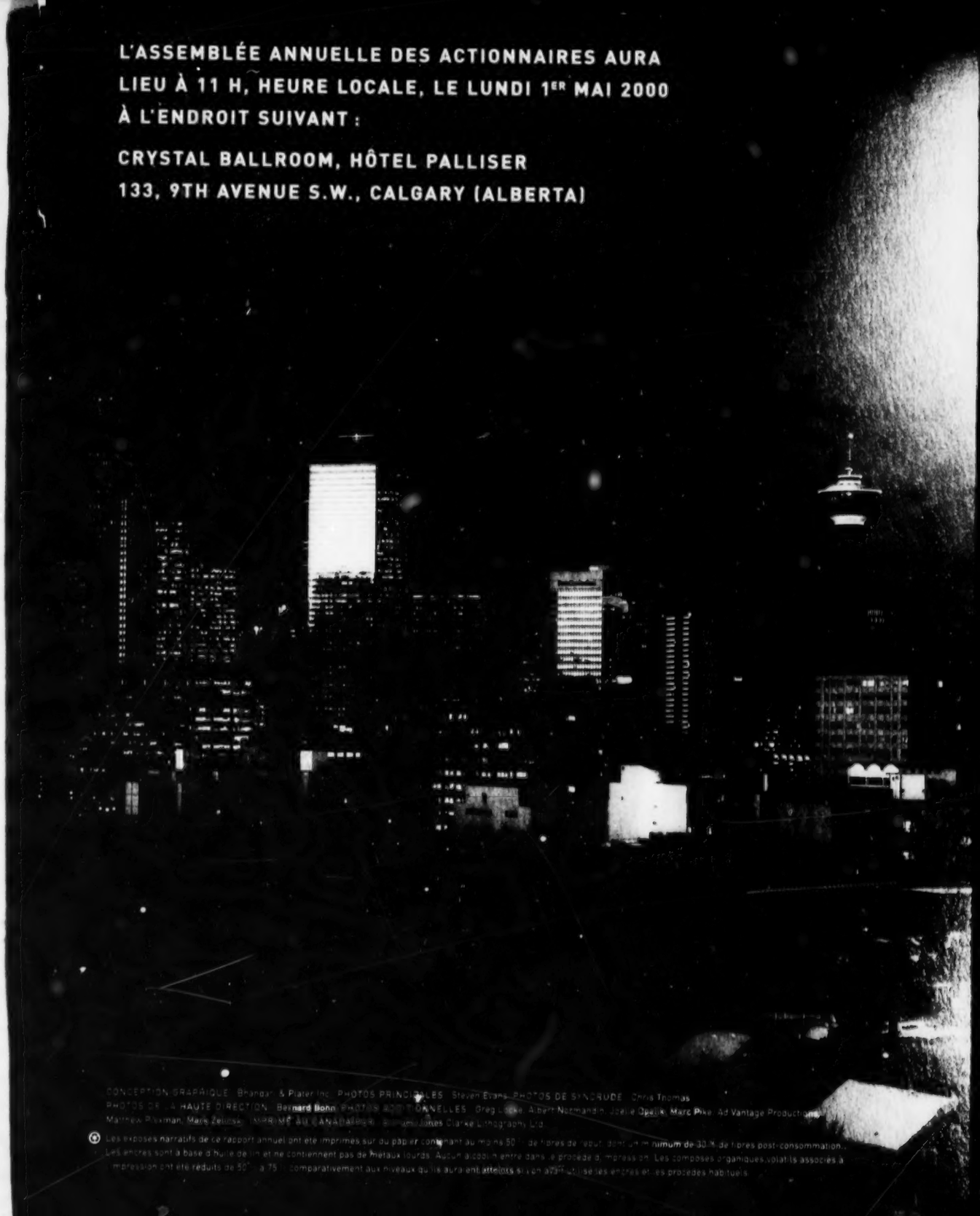
Brian F. MacNeill, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1995. M. MacNeill est président et chef de la direction d'Enbridge Inc. Il est président du conseil d'administration d'Enbridge Consumers Gas Company et administrateur d'Alliance Pipeline, de la Banque Toronto-Dominion, de Veritas DGC Inc., de l'Institut C.D. Howe et de United Way of Calgary and Area. Il est vice-président du conseil consultatif du 16e Congrès mondial du pétrole. Il est également membre des instituts des comptables agréés de l'Alberta et de l'Ontario et du Financial Executives Institute, et est Fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Guylaine Saucier [1], résidente de Montréal, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. Mme Saucier est présidente du conseil d'administration de la Société Radio-Canada et de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Elle est administratrice de la Banque de Montréal, de la Corporation Nortel Networks, d'AXA Assurances Inc. et de Tembec Inc.

William W. Siebens, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1986. M. Siebens est président et chef de la direction de Candor Investments Ltd. et président du conseil d'administration de Freehold Royalty Trust. Il est administrateur de la Canada Olympic Development Association et du Fraser Institute.

James M. Stanford, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1990 et a été président et chef de la direction de 1993 à 2000. Il a été nommé président du Conseil d'administration en janvier 2000. M. Stanford est administrateur d'Inco Limitée, de Fortis Inc. et de la Commission canadienne du blé. Il est membre du Conseil pour l'unité canadienne et siège au conseil des gouverneurs de l'Université de l'Alberta.

1 Membre du Comité de vérification



CONCEPTION GRAPHIQUE Brandon & Plater Inc. PHOTOS PRINCIPALES Steven Evans PHOTOS DE SYNCRUDE Chris Thomas
PHOTOS DE LA HAUTE DIRECTION Bernard Bohn PHOTOS ADDITIONNELLES Greg Locke, Albert Normandin, Joelle Opelik, Marc Pike, Ad Vantage Productions,
Matthew Pinsman, Mario Zelinski IMPRIMÉ AU CANADA par Friesens Jones Clarke Lithography Ltd.

Les exposés narratifs de ce rapport annuel ont été imprimés sur du papier contenant au moins 50 % de fibres de rebut dont un minimum de 30 % de fibres post-consommation. Les encres sont à base d'huile de lin et ne contiennent pas de métaux lourds. Aucun alcool n'entre dans le procédé d'impression. Les composés organiques volatils associés à l'impression ont été réduits de 50 % à 75 % comparativement aux niveaux qu'ils auraient atteints si on avait utilisé les encres et les procédés habituels.